

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Estudo de Modelos de Tarifas Dinâmicas para Portugal

Ana Elisa Vigário Miranda

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Cláudio Monteiro

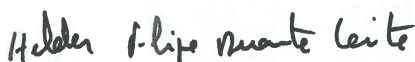
22 de Julho de 2015

A Dissertação intitulada

“Estudo de Modelos de Tarifas Dinâmicas para Portugal”

foi aprovada em provas realizadas em 15-07-2015

o júri



Presidente **Professor Doutor Helder Filipe Duarte Leite**

Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Professor Doutor Victor Manuel Fernandes Mendes

Professor Coordenador C/Agregação do Departamento de Engenharia Electrotécnica
e Automação do Instituto Superior de Engenharia de Lisboa



Professor Doutor Cláudio Domingos Martins Monteiro

Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



Autor - Ana Elisa Vigário Miranda

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Resumo

O sistema elétrico português apresenta oscilações ao longo do dia, nas atividades de produção, transporte e distribuição de energia elétrica. Às oscilações do sistema correspondem também variações dos custos das diversas atividades. No entanto, a forma como está construído o sistema tarifário atual - através de períodos tarifários fixos de longa duração - não reflete verdadeiramente estes custos, levando a que não possa existir, do lado do consumidor, uma resposta dinâmica a estas constantes variações (*Demand Response*).

As tarifas dinâmicas surgem com o intuito de contornar esta situação possibilitando a partilha de informação do sistema com os consumidores de forma realista. Esta partilha permite que os clientes adaptem o seu consumo aos diferentes valores que a tarifa vai tomando, podendo esta possibilidade levar a uma redução na fatura do próprio consumidor mas também a uma diminuição dos custos globais do sistema.

Em Portugal, esta vertente tarifária já é possível para clientes de média tensão (MT) sendo apenas dependente do preço do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), ou seja, sendo somente indexada a mercado. Para os clientes domésticos, no entanto, esta opção ainda não está disponível. Devido a estas restrições, na presente dissertação pretende-se desenvolver modelos de tarifas dinâmicas para Portugal continental e para as ilhas portuguesas que permitam enviar sinais aos consumidores dos custos reais do sistema, incluindo não só os custos de produção (associados aos preços praticados no MIBEL), como também os custos do uso das redes, da gestão do sistema e desvios de energia. Para além disto, esta dissertação apresenta uma abordagem inovadora que integra os fatores de influência do nível de penetração de energia eólica, criando sinais de incentivo a um consumo dinâmico endógeno.

Através da simulação e posterior aplicação dos modelos desenvolvidos a perfis reais de consumo, pretende-se realizar uma análise tanto em termos gerais, comparativamente aos modelos atuais, como em termos de impacto que apresentam para o consumidor final.

Em suma, a aplicação de uma tarifa dinâmica que partilhe com os consumidores parte da informação disponível no sistema, poderá levar a uma situação de *Win-Win*, ou seja, à diminuição dos custos das diferentes atividades de energia elétrica do sistema e à redução da fatura energética dos consumidores. No entanto, para que isso possa acontecer, é necessário existir possibilidade e flexibilidade para a alteração dos consumos devido às constantes mudanças de estado do sistema. Caso contrário, em algumas situações, a utilização de tarifa dinâmica poderá ser menos vantajosa face aos modelos tarifários atualmente em vigor.

Palavras-Chave: Tarifa Dinâmica, Custos Reais, Resposta Dinâmica do Consumidor, Energia Elétrica

Abstract

The portuguese electricity system features fluctuations in the activities of production , transmission and distribution of electrical power throughout the day. In consequence, the costs of this differents activities also experience constant variations. However, the way the current tariff system is built -through fixed and long duration tariff periods- does not truly reflect these costs, preventing a dynamic response from consumers to these frequent variations (Demand Response).

The dynamic prices appear with the aim to work around this issue because, through them, the system shares its realistic information with final consumers. This sharing allows the customers to adjust their consumption by the different tariff values, leading this to a possible reduction in the consumer's bill and also a lower overall costs to the system.

In Portugal, this kind of tariff is already possible for the medium voltage (MT) customers, however it is only dependent on the price of the Iberian Electricity Market (MIBEL), ie indexed to market. For domestic customers this option is not yet available. Because of these restrictions, in the present dissertation it is intended to develop dynamic prices models for Portugal (including islands) that allow sending signals from the actual cost of the system to consumers, including not only production costs (related to MIBEL prices) but also the costs of network usage, system management and power imbalances. In addition to these price factors with dynamic influence, this work presents an innovative approach that integrates the factors of influence of wind energy penetration level, creating signs to encourage an endogenous dynamic consumption.

Through simulation and aplication of these models with real data, it is intended to analyse it compared to the current models and in terms of impact on end users.

In short, the application of dynamic prices that shares with consumers part of the available information in the system could lead to a Win-Win situation, ie lower costs with the different power system activities and reduction of the energy bill of consumers. Nevertheless, for this to happen, there must be possibility and flexibility for change in consumption according to the system state. Otherwise, in some situations, the use of dynamic prices may be less advantageous given the tariff models currently in effect.

Keywords: Dynamic Prices, Real Costs, Demand Response, Electrical Power

Agradecimentos

O caminho até aqui não teria sido possível sem a ajuda e apoio incondicional dos meus pais, que sempre fizeram (e fazem) todos os esforços possíveis para eu poder estar hoje aqui. Um dia espero conseguir agradecer-vos e compensar-vos por tudo o que já fizeram por mim, sem nunca pedir nada em troca. Obrigada por fazerem de mim a pessoa que hoje sou.

No entanto, a montanha russa do meu percurso académico não tinha começado a subir sem a ajuda do meu namorado, Bruno Augusto, que me fez abrir os olhos e perceber que eu tinha um curso para fazer e que ainda ia a tempo de o fazer com orgulho e algum brilhantismo. Muito obrigada por todo o tempo que me dispensaste e por seres sempre o meu “saco de boxe” nas alturas em que não sabia mais para onde me virar. Foste, e és, o meu Porto Seguro.

Maaaas, que seria desta Dissertação sem o Professor Cláudio Monteiro? A si, quero agradecer todo o tempo dispensado comigo, toda a ajuda e apoio e, principalmente, toda a paciência que mostrou no decorrer deste longo (mas compensador) caminho da Dissertação. Para além de um excelente Professor e Orientador é, sem dúvida, um ser humano excecional e, sem si, nada disto seria possível. O meu mais sincero Obrigada.

Quero ainda deixar um agradecimento especial à *crew* da *I105* (Miguel, Bitinha e Maquetista) pela companhia, motivação e banda sonora ao longo destes 6 meses.

Por último, mas não menos importante, gostava de agradecer aos bons amigos - “Energéticos” e não só - que levo destes 6 anos de faculdade e que, apesar de mais distantes nesta fase da dissertação, sempre estiveram presentes quando precisei e me ajudaram a levantar todas as vezes que caí.

Um GRANDE e SINCERO OBRIGADO a todos.

Ana Miranda

“We keep moving forward, opening new doors, and doing new things, because we’re curious and curiosity keeps leading us down new paths.”

Walt Disney

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento e Motivação	1
1.2	Objetivos	4
1.3	Estrutura da dissertação	4
1.4	Dados Utilizados	5
2	Revisão Bibliográfica	7
2.1	Modelos Tarifários de Eletricidade	7
2.1.1	Estrutura Geral	7
2.1.1.1	Princípios Regulatórios	7
2.1.1.2	Componentes Típicas	9
2.1.1.3	Tipos de Modelos Tarifários	10
2.1.2	Especificidades dos Modelos Tarifários em Portugal Continental	11
2.1.2.1	Princípios Regulatórios	11
2.1.2.2	Componentes Tarifárias aplicadas aos clientes finais	12
2.1.3	Especificidades dos Modelos Tarifários na Região Autónoma dos Açores	14
2.2	Tarifas Dinâmicas	15
2.2.1	Definição	15
2.2.2	Tipos de Tarifas	15
2.2.2.1	Tarifas “Time-of-Use” (ToU)	15
2.2.2.2	Tarifas “Critical Peak Pricing” (CPP)	16
2.2.2.3	Tarifas “Critical Peak Rebates” (CPR)	16
2.2.2.4	Tarifas “Real Time Pricing” (RTP)	17
2.2.3	Aplicação das Tarifas Dinâmicas na Europa	17
2.2.3.1	Diretiva da Eficiência Energética	17
2.2.3.2	Projetos Implementados	18
2.3	Resposta Dinâmica dos Consumidores (“Demand Response”)	20
2.3.1	Definição	20
2.3.2	Resposta dos Consumidores	20
2.3.3	Classificação	20
2.3.4	Programas de “Demand Response” na Europa	22
2.4	Resumo do Capítulo e Conclusões	22
3	Metodologia Adotada	23
3.1	Modelo do “Precio Voluntario para el Pequeño Consumido” (PVPC)	24
3.2	Modelos de Tarifas Dinâmicas para Portugal continental	27
3.2.1	Modelo de Tarifas Dinâmicas do Uso das Redes	27

3.2.2	Modelos de Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais segundo a visão do sistema	33
3.2.3	Modelos de Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais segundo a visão do comercializador	41
3.3	Modelo de Tarifas Dinâmicas para a Região Autónoma dos Açores	46
3.4	Resposta Dinâmica do Consumidor	51
3.5	Resumo do Capítulo e Conclusões	57
4	Simulação, Aplicação e Resultados	59
4.1	Análise dos Dados de Produção em Portugal Continental	60
4.2	Análise Crítica do Modelo de Tarifas Dinâmicas do Uso da Rede	61
4.2.1	Resultados do Modelo em €/MWh	61
4.2.2	Impactos do Modelo nos Consumidores	65
4.3	Análise Crítica dos Modelos de Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais segundo a Visão do Sistema	67
4.3.1	Resultados do Modelo em €/MWh	67
4.3.1.1	Comparação das metodologias para o cálculo da parcela II (UGS II) da Tarifa do Uso Global do Sistema	74
4.3.1.2	Comparação dos Modelos Tarifários em situações pontuais do sistema	77
4.3.2	Impactos do Modelo nos Consumidores	80
4.4	Análise Crítica do Modelo de Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais segundo a Visão do Comercializador	83
4.4.1	Resultados do Modelo em €/MWh	83
4.4.2	Impactos do Modelo nos Consumidores	86
4.5	Análise Crítica do Modelo de Tarifas Dinâmicas para a Região Autónoma dos Açores	87
4.5.1	Resultados do Modelo em €/MWh	87
4.5.2	Impactos do Modelo nos Consumidores	92
4.6	Análise Crítica dos Resultados Obtidos considerando uma Resposta Dinâmica dos Consumidores	94
4.6.1	Portugal continental	94
4.6.2	Região Autónoma dos Açores	98
4.7	Resumo do Capítulo e Conclusões	101
5	Conclusões	103
5.1	Satisfação dos Objetivos	103
5.2	Respostas obtidas e Conclusões gerais	104
5.3	Trabalho Futuro	106
	Bibliografia	107

Lista de Figuras

1.1	Esquema simplificado das possibilidades de resultados da aplicação de tarifas dinâmicas	2
2.1	Componentes típicas dos modelos tarifários	9
2.2	Esquema do modelo tarifário exclusivamente regulado	10
2.3	Esquema do modelo tarifário exclusivamente não regulado	10
2.4	Esquema do modelo tarifário híbrido	11
2.5	Componentes tarifárias de venda a clientes finais em Portugal continental	13
2.6	Componentes constituintes da parcela dos CIEG e política energética e ambiental	13
2.7	Tipos de programas de <i>Demand Response</i> existentes (adaptado)	21
3.1	Diagrama de blocos exemplificativo do método usado para o cálculo do <i>PVPC</i>	24
3.2	Preço da tarifa de uso da rede de distribuição em BT	27
3.3	Diagrama de blocos exemplificativo do método de cálculo da tarifa dinâmica de uso das redes, para clientes de baixa tensão	29
3.4	Diagrama de blocos exemplificativo do método de cálculo da tarifa dinâmica de uso da rede de distribuição de baixa tensão	30
3.5	Diagrama de blocos exemplificativo do modelo simples de tarifa dinâmica de venda a clientes finais, para baixa tensão	34
3.6	Função desenvolvida para enviar um sinal acerca da PRE aos consumidores	39
3.7	Exemplo da aplicação do sinal desenvolvido associado ao sobrecusto da PRE	41
3.8	Diagrama de blocos exemplificativo do modelo completo de tarifa dinâmica de venda a clientes finais, para baixa tensão, segundo a visão do comercializador	42
3.9	Método desenvolvido para enviar um sinal correspondente aos desvios de energia de um comercializador	44
3.10	Exemplo do sinal desenvolvido associado aos desvios de energia do comercializador	45
3.11	Exemplo não real das curvas da tarifa de energia elétrica para a ilha de São Miguel, nos Açores	47
3.12	Aproximação das curvas de consumo característico de cada gerador, assim como respetiva equação	48
3.13	Curva de consumo característico da central termoelétrica, assim como respetiva equação	49
3.14	Diagrama esquemático do método de simulação da resposta dinâmica do consumidor utilizado	56
4.1	Produção média horária das diversas tecnologias para o ano de 2014	60
4.2	Produção média mensal das diversas tecnologias para o ano de 2014	61
4.3	Tarifa do uso das redes (TUR) em função do perfil de perdas	61

4.4 Média horária da variação da TUR e do coeficiente de perdas, para clientes de baixa tensão	62
4.5 Média horária da composição da TUR dinâmica em termos de tarifas simples . . .	63
4.6 Média horária da TUR atualmente em vigor e da TUR dinâmica estudada	64
4.7 Médias horárias das diversas componentes que constituem o modelo tarifário atual, para clientes BT	68
4.8 Médias horárias das diversas componentes que constituem o modelo tarifário dinâmico, para clientes BT	68
4.9 Média horária da tarifa de comercialização para os dois modelos em análise . . .	70
4.10 Médias mensais das diversas componentes que constituem o modelo tarifário atual, para clientes BT	71
4.11 Médias mensais das diversas componentes que constituem o modelo tarifário dinâmico, para clientes BT	71
4.12 Média horária da tarifa de venda a clientes finais para os dois modelos em análise (atual e dinâmico segundo a visão do sistema)	74
4.13 Médias horárias da tarifa de venda a clientes finais em BT para as duas divisões do sobrecusto da PRE	75
4.14 Médias horárias da tarifa de venda a clientes finais em MT para as duas divisões do sobrecusto da PRE	76
4.15 Médias horárias da tarifa dinâmica final considerando as duas vertentes do sobrecusto da PRE - fixo ou horário	77
4.16 Dia com grande produção através de recursos renováveis	78
4.17 Dia com produção mediana através de recursos renováveis	78
4.18 Média horária da produção, em cada dia da semana, das diferentes tecnologias . .	79
4.19 Média horária do coeficiente de perdas, em cada dia da semana	79
4.20 Média horária da tarifa final, em cada dia da semana, para os dois modelos em análise	80
4.21 Médias horárias das tarifas de energia, para o ano de 2014	83
4.22 Média mensal das tarifas de energia, para o ano de 2014	84
4.23 Médias horárias das tarifas de energia com e sem amplificação dos desvios e respectivos desvios obtidos, para o ano de 2014	85
4.24 Tarifa final de venda a clientes em baixa tensão, para os modelos de visão do sistema e comercial	86
4.25 Média horária de produção na ilha de São Miguel, para a amostra do ano de 2014 .	88
4.26 Média mensal de produção na ilha de São Miguel, para os meses de janeiro a outubro de 2014	89
4.27 Média horária da tarifa de venda a clientes finais da ilha de São Miguel na vertente atual e dinâmica	90
4.28 Valores da tarifa final dinâmica e da produção através da central térmica da ilha de São Miguel	90
4.29 Média horária da tarifa CDCP para diferentes cenários do fuelóleo industrial . . .	91
4.30 Tarifa dinâmica final em situações distintas de preço de fuelóleo industrial	92
4.31 Médias horárias do consumo com e sem <i>Demand Response</i> e tarifa dinâmica média e horária - indústria A	94
4.32 Médias horárias do consumo com e sem <i>Demand Response</i> e tarifa dinâmica média e horária - indústria B	95
4.33 Médias horárias de consumo com e sem <i>Demand Response</i> e tarifa dinâmica média e horária - cliente BT	97

4.34	Médias horárias do consumo com e sem <i>Demand Response</i> e tarifa dinâmica média e horária para a ilha de São Miguel - indústria A	98
4.35	Médias horárias do consumo com e sem <i>Demand Response</i> e tarifa dinâmica média e horária para a ilha de São Miguel - indústria B	99
4.36	Médias horárias do consumo com e sem <i>Demand Response</i> e tarifa dinâmica média e horária para a ilha de São Miguel - cliente BT	100

Lista de Tabelas

3.1	Características dos geradores da central termoelétrica de São Miguel, Açores . . .	47
3.2	Elasticidade horária dos consumidores	52
4.1	Valores médios do <i>PVPC</i> para a simulação efetuada e para os resultados obtidos a partir do <i>website</i> da <i>REE</i>	59
4.2	Valores mínimos, médios e máximos, em €/MWh, dos dois modelos tarifários - o modelo atual e o modelo dinâmico estudado	65
4.3	Valores anuais a pagar, em €, pelas duas indústrias, devido à tarifa de uso das redes	66
4.4	Valores anuais a pagar, em €, pelo consumidor de baixa tensão, devido à tarifa de uso das redes	67
4.5	Valores médios de cada componente, em €/MWh, para os dois modelos	72
4.6	Peso médio de cada componente na tarifa final, para os dois modelos, em percentagem	73
4.7	Valor médio horário a pagar pelo sobrecusto da PRE, em €/MWh, segundo duas vertentes	75
4.8	Preço final anual a pagar, em €, pelas indústrias A e B	81
4.9	Preço final anual a pagar, em €, pelas indústrias A e B, com distribuição uniforme do sobrecusto da PRE	81
4.10	Preço final anual a pagar, em €, pelo consumidor em baixa tensão	82
4.11	Preço final anual a pagar, em €, pelo consumidor em baixa tensão , com distribuição uniforme do sobrecusto da PRE	82
4.12	Valor médio, em €/MWh, e peso, em %, de cada componente na tarifa final de energia elétrica segundo a visão do comercializador	85
4.13	Preço final a pagar, em €, nos dois modelos tarifários dinâmicos, pelas indústrias de MT	86
4.14	Preço final a pagar, em €, nos dois modelos tarifários dinâmicos, para o cliente de BT	87
4.15	Valores médios das tarifas atuais para os níveis de consumo BT e MT, em €/MWh, valor médio da componente dinâmica dos custos de produção (CDCP) e percentagem dessa na tarifa de venda a clientes finais em vigor nos Açores	89
4.16	Valores médios das tarifas atuais para os níveis de consumo BT e MT, em €/MWh, valor médio da componente dinâmica dos custos de produção para o fuelóleo a custar o dobro, em €/MWh e percentagem dessa na tarifa de venda a clientes finais em vigor nos Açores	91
4.17	Valores anuais a pagar, em €, pelas indústrias A e B, mediante ambos os modelos estudados	93
4.18	Valores anuais a pagar, em €, pelo cliente de BT, mediante ambos os modelos estudados	93

4.19	Consumo anual das duas indústrias, em MWh, com e sem <i>Demand Response</i> . . .	95
4.20	Custos anuais das duas indústrias, em €, considerando diferentes cenários de sobrecusto da PRE	96
4.21	Consumo anual do cliente de BT, em MWh, com e sem <i>Demand Response</i>	97
4.22	Custos anuais do cliente de BT, em €, com e sem <i>Demand Response</i>	98
4.23	Consumo anual das indústrias na RAA, em MWh com e sem <i>Demand Response</i> .	99
4.24	Custos anuais das indústrias na RAA, em €, com e sem <i>Demand Response</i>	99
4.25	Consumo anual do consumidor de BT na RAA, em MWh com e sem <i>Demand Response</i>	100
4.26	Custos anuais do cliente de BT na RAA, em €, com e sem <i>Demand Response</i> . .	100

Abreviaturas e Símbolos

AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
CA	Consumo Atual
CAR	Custo de Acesso à Rede
CD	Custo dos Desvios de um Comercializador específico
CDA	Custo dos Desvios Amplificado
CDCP	Componente Dinâmica do Custo de Produção
CDR	Consumo com <i>Demand Response</i>
CDT	Custo dos Desvios Totais
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CM	Consumo respondendo a uma tarifa fixa e constante
COP	Custo operacional de Produção
<i>CPP</i>	<i>Critical Peak Pricing</i>
<i>CPR</i>	<i>Critical Peak Rebates</i>
CRR	Custo com a Reserva de Regulação
CRS	Custo da Reserva Secundária
CRT	Custo com as Restrições Técnicas
<i>DR</i>	<i>Demand Response</i>
ERSE	Entidade dos Serviços Energéticos
EDA	Energia dos Açores
<i>EDF</i>	<i>Electricité de France</i>
F_{mult}	Fator Multiplicativo
<i>IBP</i>	<i>Incentive-Based Programs</i>
INT	Custo com o Serviço de Interoperabilidade
MAT	Muito Alta Tensão
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MT	Média Tensão
OS	Operador do Sistema
<i>PBP</i>	<i>Price-Based Programs</i>
PM	Preço Médio de Mercado
PN	Perdas Normalizadas
PRE	Produção em Regime Especial
<i>PVPC</i>	<i>Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor</i>
RAA	Região Autónoma dos Açores
<i>RTP</i>	<i>Real Time Pricing</i>
SD	Sobrecusto unitário dos Desvios
SPRE	Sobrecusto com a Produção em Regime Especial
TA	Tarifa de Acesso
TC	Tarifa de Comercialização
TE	Tarifa de Energia
TF	Tarifa Final

<i>ToU</i>	<i>Time-of-Use</i>
TUGS	Tarifa do Uso Global do Sistema
TUR	Tarifa do Uso das Redes
TURD	Tarifa do Uso da Rede de Distribuição
TURT	Tarifa do Uso da Rede de Transporte
UGS I	Parcela I da TUGS
UGS II	Parcela II da TUGS
<i>VPP</i>	<i>Variable Peak Pricing</i>
ΔP	Variação do preço
ΔQ	Variação do Consumo

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento e Motivação

Um pouco por todo o mundo, a aposta na atualização dos sistemas elétricos de energia para redes e equipamentos inteligentes, capazes de permitir uma troca de mensagens entre o próprio sistema e os consumidores, é cada vez maior. No entanto, a melhoria dos sistemas será pouco útil se não existirem sinais capazes de fazer chegar ao consumidor a informação essencial à sua resposta. Um dos sinais mais importante para o sucesso destes sistemas é o preço da eletricidade.

As atividades que constituem o sistema elétrico de energia português sofrem variações de valores ao longo do dia, como por exemplo: o valor de produção através de centrais térmicas muitas das vezes não é constante ao longo do tempo, a produção através de fontes renováveis como a eólica também não, a quantidade de reserva secundária necessária sofre variações e as perdas também apresentam coeficientes variáveis nas diferentes horas do dia. No entanto, o tarifário atualmente em vigor em Portugal é constituído por períodos tarifários longos e preços fixos com duração de um ano, sendo que poderá mesmo ser pago um valor constante (tarifa simples) ao longo das horas, independentemente dos custos que o sistema acarreta em cada momento.

As tarifas dinâmicas são uma alternativa tarifária que tem como objetivo a partilha, por parte do fornecedor de energia elétrica, de parte dos lucros com o consumidor, enviando-lhe sinais de preços de eletricidade correspondentes aos custos reais do sistema. Isto é, imagine-se que a produção térmica apresenta, numa determinada hora, um valor bastante elevado, levando isto a que os custos de produção sejam também maiores. É do interesse do sistema que o consumo diminua, nessa hora, para que a produção das centrais térmicas também possa diminuir. Para que isso aconteça, o modelo tarifário tem que enviar um sinal em que o preço seja mais elevado para incentivar os clientes a reduzir o seu consumo. Com o tarifário atualmente em vigor não é enviado qualquer sinal neste sentido. No entanto, através das tarifas dinâmicas pretende-se enviar tais sinais para que, juntamente com a resposta dinâmica dos consumidores, se consiga alcançar uma situação vantajosa para todos. Em suma, se o consumidor reduzir o consumo nas horas em que os preços são mais elevados, vai conseguir uma diminuição da fatura energética e o fornecedor consegue uma redução nos custos nas atividades que lhe competem.

A figura 1.1 apresenta um pequeno esquema da intenção da utilização de tarifas dinâmicas e dos possíveis resultados alcançados.

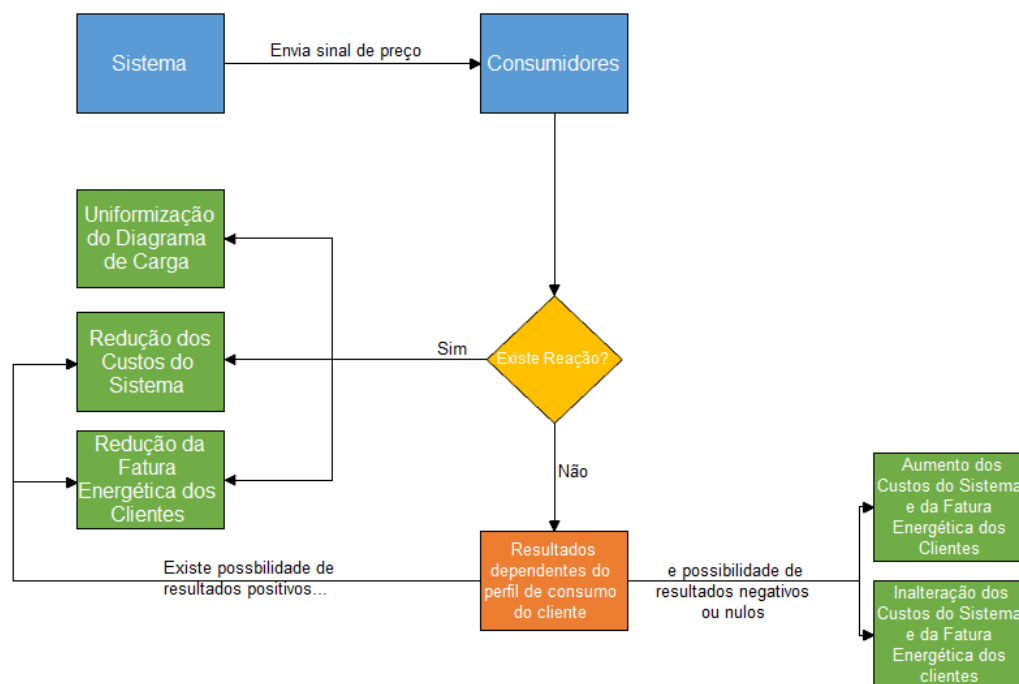


Figura 1.1 – Esquema simplificado das possibilidades de resultados da aplicação de tarifas dinâmicas

Tal como se vê na figura, a ideia é o sistema comunicar com os consumidores através do envio de sinais de preços que reflitam os custos reais do sistema. O consumidor, ao receber esses sinais, pode decidir de duas formas:

- Não reage às variações de preço fornecidas e os resultados finais são imprevisíveis e dependentes do perfil de consumo deles - tanto podem obter reduções de custos como podem ver os custos a serem aumentados ou a permanecerem iguais.
- Responde aos sinais enviados de forma dinâmica e tenta programar a sua utilização de energia elétrica de forma a transladar a carga para horas em que os preços sejam mais reduzidos, levando isto aos efeitos pretendidos, ou seja, redução dos custos do sistema, diminuição da fatura energética e uniformização do diagrama de carga

Assim, observa-se que, para que a implementação de tarifas dinâmicas tenha sucesso garantido, é necessário existir da parte do consumidor, flexibilidade e predisposição para alteração do consumo e, por parte do operador do sistema (OS), interesse na alteração dos tarifários de eletricidade.

Em Portugal, apesar de já existir essa possibilidade para clientes que recebam energia elétrica em média tensão (MT), o mesmo não acontece para clientes domésticos. Para além disso, no caso das tarifas dinâmicas existentes para MT, estas são apenas indexadas ao MIBEL, sendo que o seu valor varia somente mediante este. No entanto, no mês de outubro do ano de 2014, a

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) publicou um documento breve [1] com as regras para a criação de projetos piloto de tarifas dinâmicas por parte dos operadores da rede de distribuição de Portugal continental e das ilhas, a serem entregues em outubro do presente ano. Este documento sugere o desenvolvimento de tarifas do tipo *Critical Peak Pricing* (CPP - explicadas em 2.2.2.2) para as tarifas de acesso às redes. O trabalho desenvolvido nesta dissertação vai mais longe e, sem se restringir a tarifas do tipo CPP, serão estudados não só modelos para as tarifas de acesso às redes como também modelos completos de tarifas dinâmicas para venda a clientes finais.

Mas afinal, quais são as razões da mudança para preços dinâmicos em Portugal? Abaixo apresentam-se alguns tópicos pelos quais vale a pena o estudo e análise detalhada destes modelos.

1. Custos de produção de energia elétrica

- (a) No caso de Portugal continental, o mercado de eletricidade é responsável por enviar os sinais relativos a estes custos, apresentando um preço mais elevado quando o custo de produção aumenta e mais reduzido quando este diminui. Mas serão os sinais dados através do MIBEL suficientes? Se sim, estarão estes custos a ser bem alocados ao consumidor?
- (b) Nas regiões autónomas não existe mercado grossista e o preço da energia é essencialmente ditado pelos custos de produção. A tarifa atual realça corretamente esses custos? Haverá formas mais eficazes de o fazer?

- 2. **Segurança e estabilidade do sistema** - Para que se possa garantir o correto funcionamento do sistema elétrico é necessário ter em atenção os princípios de segurança e estabilidade, tal como a manutenção da frequência, o controlo de tensão e, mais recentemente, o excesso de penetração de renováveis que, devido ao seu carácter volátil, levam a instabilidades no sistema. Atualmente, o sistema tarifário contém uma componente responsável por assegurar os custos associados a estes princípios. No entanto, estará esta componente construída da melhor forma? Enviar o sinal correto? Será suficiente?
- 3. **Redução do impacto ambiental** - Com o crescente aumento da camada do ozono e com as elevadas emissões de CO_2 , é cada vez mais importante incentivar o aumento de consumo de energia verde, baixa em emissões e poluentes. Será possível enviar esse sinal?
- 4. **Custo do uso das redes** - Hoje em dia, o valor a pagar nas horas em que a rede é mais utilizada é enorme, quando comparado com o valor nos outros intervalos de tempo. Mas o custo do uso das redes será mesmo assim? Será necessária a utilização do pico excessivamente elevado?

Motivada pelo documento da ERSE, esta dissertação tem como principal objetivo dar resposta a estas e outras questões, através do desenvolvimento, simulação e análise de resultados de um conjunto de modelos tarifários dinâmicos (tanto para o acesso às redes como para a venda a clientes finais) passíveis de serem aplicados em Portugal continental e nas ilhas portuguesas.

1.2 Objetivos

Através desta dissertação pretende-se alcançar uma série de metas, tanto no âmbito de estudo da situação atual nesta matéria, como também nos resultados obtidos ao nível dos modelos criados. Assim, em termos teóricos, os objetivos a alcançar são:

- Estudo da estrutura geral dos modelos tarifários de eletricidade.
- Estudo do sistema tarifário português (continental e das ilhas).
- Estudo e análise dos tipos de tarifas dinâmicas existentes.
- Estudo da resposta dinâmica dos consumidores.
- Perceção do estado atual da União Europeia face às tarifas dinâmicas e *Demand Response* (DR), no que toca a:
 - Diretivas Europeias;
 - Projetos Implementados.

Em termos práticos, os objetivos que se pretende atingir são:

- Estudo de modelos de tarifas dinâmicas para Portugal continental;
- Desenvolvimento de um modelo tarifário envolvendo tarifas dinâmicas para as zonas insulares portuguesas;
- Análise crítica e comparativa dos diferentes modelos criados;
- Adaptação dos modelos desenvolvidos a casos reais de consumo em diferentes níveis de tensão e análise dos resultados obtidos;

1.3 Estrutura da dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em 5 capítulos.

No capítulo 1 é feita uma introdução ao trabalho desenvolvido, descrevendo o tema, a motivação para a sua realização e os objetivos que se pretende atingir.

No capítulo 2 é descrito o Estado da Arte, abordando todos os pontos teóricos apresentados nos objetivos (1.2).

No capítulo 3 é apresentada a metodologia dos vários modelos de tarifas dinâmicas para os diferentes contextos assim como a metodologia utilizada para a simulação da resposta dinâmica do consumidor. Aquando da apresentação da metodologia, é explicado detalhadamente o processo de cálculo das diferentes componentes dos modelos e a forma de obtenção das mesmas para o cálculo da tarifa final.

No capítulo 4 é feita a análise dos resultados obtidos através das simulações realizadas com os modelos detalhados em 3 e o estudo da influência destes modelos nos valores da fatura elétrica de casos reais de consumos em média e baixa tensão.

Por fim, no capítulo 5, são apresentadas todas as conclusões retiradas ao longo do desenvolvimento desta dissertação, fazendo uma análise crítica à satisfação dos objetivos propostos. É ainda

feita uma referência breve aos trabalhos futuros de interesse passíveis de desenvolver no âmbito do tema abordado.

1.4 Dados Utilizados

Para a realização desta dissertação foram utilizados dados provenientes de várias entidades. Abaixo apresentam-se os diversos dados, assim como a fonte de informação dos mesmos.

- Dados de Produção e Consumo em Portugal continental, para o ano de 2014 - Retirados da base de dados da Rede Nacional de Transporte (REN).
- Dados dos Desvios do Sistema, incluindo quantidade (em MWh) e sobrecusto (em €/MWh) - Retirados da base de dados de mercados apresentada na REN.
- Dados relativos a mercados de ajuste de energia (reserva secundária, restrições técnicas, reserva terciária e serviços de interoperabilidade) - Retirados da base de dados do Operador do Sistema (OS) espanhol, a *Rede Eléctrica de España* (REE) .
- Dados de Consumo de duas indústrias que recebem em média tensão, para o ano de 2014 - Cortesia da *SmartWatt*, a quem agradeço a disponibilidade.
- Dados de consumo típico em baixa tensão, para um ano inteiro - Cortesia do colega Bruno Santos, a quem envio uma palavra de apreço.
- Dados de Produção da ilha de São Miguel, nos Açores, para o espaço temporal entre Janeiro a 5 de Novembro de 2014 - Dados fornecidos pela Energia dos Açores (EDA), a quem apresento o meu sincero agradecimento.

Capítulo 2

Revisão Bibliográfica

Antes da realização dos modelos tarifários pretendidos, é necessário proceder a uma breve revisão bibliográfica acerca dos tópicos mais importantes para a realização desta dissertação, por forma a estudar a situação atual mundial (mas principalmente Europeia) e aprofundar os conhecimentos sobre os tópicos que virão a ser desenvolvidos nesta dissertação.

2.1 Modelos Tarifários de Eletricidade

Como é de esperar, os modelos tarifários de eletricidade dos vários países diferem entre si, de forma a que cada um deles seja responsável por conseguir recuperar os proveitos inerentes às atividades deste setor. Abaixo, apresenta-se um estudo acerca da generalidade dos modelos tarifários e um estudo mais aprofundado do caso particular de Portugal.

2.1.1 Estrutura Geral

Como dito acima, cada país apresenta o seu modelo tarifário. No entanto, é possível estruturar um modelo geral que, apesar de sofrer alterações de país para país, mantém a mesma base e os mesmos princípios.

2.1.1.1 Princípios Regulatórios

Um dos princípios regulatórios de maior importância é a **independência (ou autonomia) regulatória**, que significa a existência de um órgão regulador livre das influências de fontes externas na tomada de decisões. Normalmente, isto significa manter relações com os operadores, consumidores, interesses privados e autoridades políticas de forma apropriada e garantindo a autonomia organizacional com respeito ao governo [2].

Segundo [3], existem oito princípios regulatórios, para além da independência, que devem ser tidos em consideração na criação de modelos tarifários de eletricidade, sendo estes abaixo apresentados.

- **Sustentabilidade:** um modelo tarifário tem que garantir a recuperação total dos custos regulados, por forma a que o setor elétrico seja economicamente viável;
- **Equidade ou não discriminação** na alocação dos custos aos consumidores, isto é, ao mesmo responsável deve aplicar-se a mesma prestação de serviço, independentemente do uso final da energia elétrica;
- **Eficiência Económica:**
 - **Produtividade:** deve produzir-se o bem/serviço ao mínimo custo e cumprindo os requisitos de qualidade standardizados;
 - **Eficiência Alocativa:** deve promover-se o consumo eficiente do bem a curto e longo prazo;
- **Transparência:** na metodologia utilizada, para que todos os critérios e procedimentos sejam públicos;
- **Estabilidade:** na metodologia adotada, para que exista, para os agentes em causa, o mínimo de incerteza regulatória possível.
- **Simplicidade:** deve-se, sempre que possível, manter a simplicidade na metodologia e implementação dos sistemas tarifários.
- **Aditividade:** as tarifas do utilizador final devem ser resultado da adição de todos os conceitos de custo aplicáveis. Este princípio deriva dos princípios de eficiência e estabilidade.
- **Consistência:** com o processo regulatório específico de cada país.

Deverá ainda ter-se em atenção a necessidade de:

- **Serviço Universal:** todos devem ter acesso à eletricidade;
- **Proteção:** dos consumidores economicamente vulneráveis;
- **Proteção:** do meio ambiente.

Problemas/Conflitos entre os princípios regulatórios

O que acontece, a maior parte das vezes, é que existem conflitos entre os vários princípios regulatórios, sendo difícil conseguir uma adaptação 100% eficaz de todos, isto é:

- Para que as tarifas sejam eficientes, no geral, não têm uma metodologia e implementação simples.
- A otimização da eficiência dos modelos tarifários consegue-se através da utilização de custos marginais. No entanto, a maior parte das vezes este tipo de regulação não permite recuperar todos os custos, como é o caso dos preços marginais de curto prazo [4]. As empresas têm que suportar não só os custos de exploração mas também os custos de investimento associados à expansão e reforço da rede e sendo a remuneração marginalista de curto prazo determinada apenas pelos custos de produção e condicionalismos inerentes à exploração das redes, não lhes é possível recuperar os custos de investimento a longo prazo [5];
- Muitas vezes, devido a políticas governamentais, é difícil, para as entidades reguladoras, manterem a sua independência total, sendo necessário encontrar um ponto de equilíbrio para que estas entidades não percam a credibilidade;

Existe, portanto, necessidade de estabelecer prioridades de quais os princípios regulatórios que se tem mesmo que seguir. Segundo [3], a estrutura tarifária deve, pelo menos apresentar os seguintes quatro aspectos:

- Garantir recuperação dos custos regulados totais de cada atividade;
- Ser composta por tarifas aditivas;
- Ser razoavelmente eficiente, enviando sinais a curto e longo prazo;
- Ser simples e transparente.

2.1.1.2 Componentes Típicas

As componentes de um sistema tarifário podem variar mediante o país, devido às necessidades de cada um, uma vez que estas devem refletir os custos que existem com a produção, transporte, distribuição e venda de energia elétrica. No entanto, segundo [3], existe um conjunto de componentes típicas que constituem a maior parte dos modelos tarifários existentes. Estas componentes apresentam-se esquematizadas na figura 2.1.

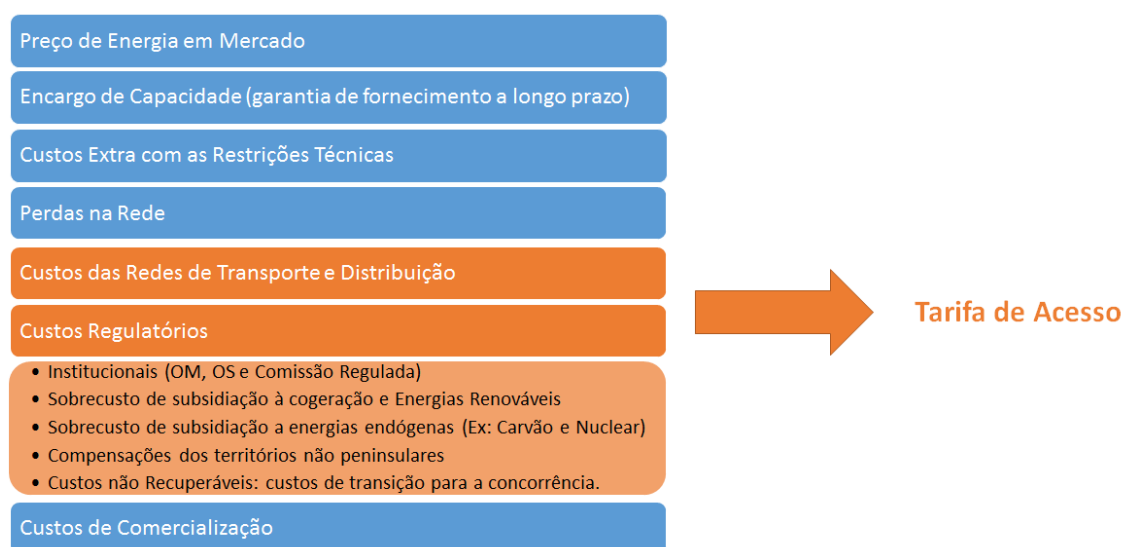


Figura 2.1 – Componentes típicas dos modelos tarifários

O caso português apresenta algumas variações face a este esquema sendo estas detalhadas mais à frente em 2.1.2.2

2.1.1.3 Tipos de Modelos Tarifários

As estruturas tarifárias podem ser divididas em dois grupos distintos: modelos tarifários regulados e não regulados.

Os modelos tarifários regulados são aqueles em que os valores das tarifas são impostos por um órgão regulador e monopolista, independente dos consumidores e dos comercializadores, tal como mostra a figura 2.2. Estes modelos são projetados para proteger os consumidores de tarifas excessivamente altas e garantir a acessibilidade desta atividade a todos os cidadãos [6].

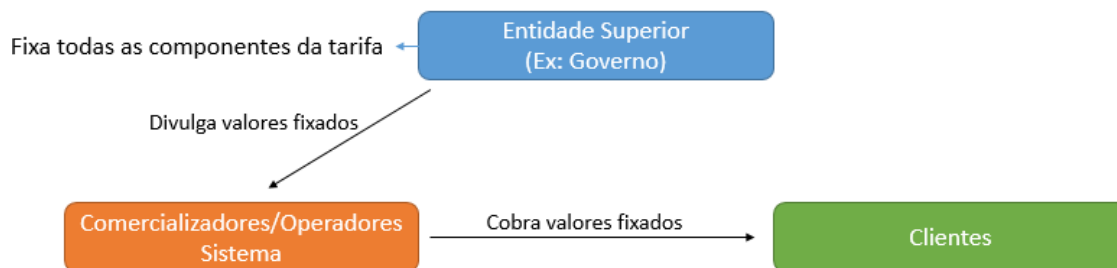


Figura 2.2 – Esquema do modelo tarifário exclusivamente regulado

Já os modelos tarifários não regulados são aqueles em que existe negociação entre os comercializadores/operadores e os consumidores por forma a adaptar as tarifas a cada tipo de consumo e necessidade, como é apresentado na figura 2.3.

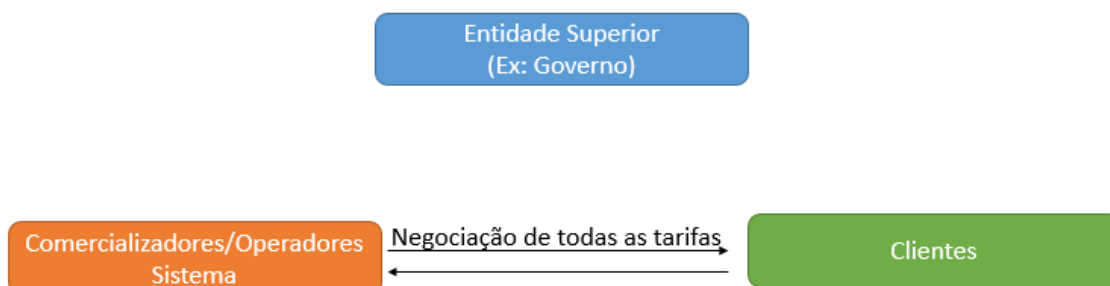


Figura 2.3 – Esquema do modelo tarifário exclusivamente não regulado

Na verdade, a maioria dos sistemas tarifários apresentam uma estrutura híbrida, ou seja, são compostos por uma mistura de tarifas reguladas e não reguladas, tal como se apresenta na figura 2.4. Normalmente, neste tipo de esquema, os custos associados ao uso das redes são regulados, ou seja, são fixados por um única entidade, não sendo possível qualquer negociação e os custos de comercialização são não regulados e dependem das empresas comercializadoras existentes.

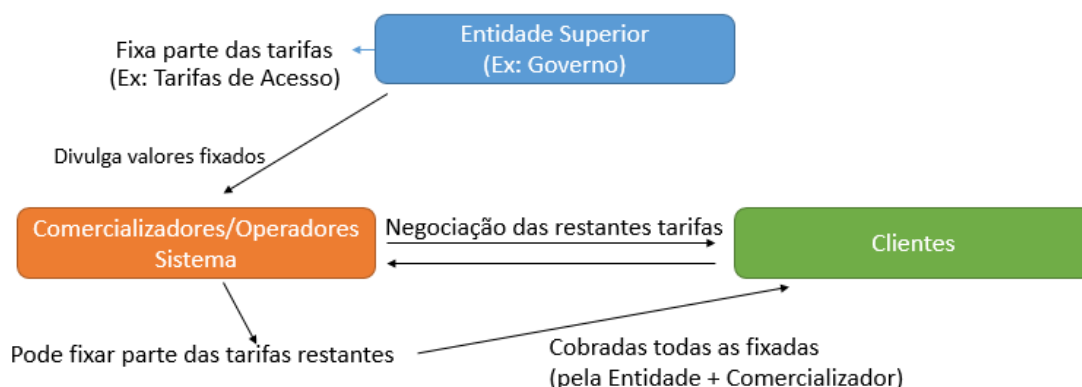


Figura 2.4 – Esquema do modelo tarifário híbrido

2.1.2 Especificidades dos Modelos Tarifários em Portugal Continental

Abaixo são apresentados os princípios regulatórios presentes no tarifário português, assim como as especificidades tarifárias em Portugal continental e na ilha dos Açores.

2.1.2.1 Princípios Regulatórios

O sistema tarifário nacional é **sustentável** uma vez que as tarifas são estabelecidas de forma a proporcionar às empresas reguladas um valor de proveitos calculados através das fórmulas apresentadas em [7]. Para além disso, é **transparente**, uma vez que são publicados, pela ERSE para toda a população, os critérios, processos, a metodologia de cálculo e todas as componentes presentes nas tarifas de Portugal continental, sendo o documento [7] um exemplo disso. No que toca à **estabilidade**, esta também se aplica, uma vez os períodos de regulação são de três anos, sendo que as regras para o período regulatório seguinte são divulgadas no fim do último ano do período regulatório anterior, estando então os agentes sujeitos às mesmas regras durante todo o período regulatório. No que toca aos valores das tarifas, estes são publicados anualmente, no fim do ano anterior àquele onde esses valores entram em prática, tal como é apresentado em [8]. Em termos práticos, no fim de um período regulatório, são divulgados os parâmetros para o período regulatório seguinte, assim como as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços para o ano que se irá iniciar, tal como é exemplo disso o documento apresentado em [9], correspondente às tarifas para o ano de 2015 e parâmetros de regulação para os anos de 2015 a 2017, visto que no presente ano se iniciou um novo período regulatório. Assim, comparado com os restantes anos, nos quais não se inicia nenhum período regulatório, o documento é bastante mais extenso. Apesar da existência de várias tarifas complexas responsáveis por garantir a recuperação de um número elevado de proveitos regulados, o facto de, no final, se recorrer à **aditividade**, acaba por garantir a **simplicidade** do processo pois a cada tarifa simples está associada a recuperação de determinados custos.

2.1.2.2 Componentes Tarifárias aplicadas aos clientes finais

As componentes tarifárias em Portugal podem apresentar diferentes valores mediante 2 situações [7]: períodos horários distintos e diferentes épocas do ano, isto é, época de inverno (trimestre 1 e 4) e época de verão (trimestre 2 e 3). Os períodos horários são classificados como:

- **Super Vazio**, nas horas em que o consumo de energia elétrica é muito reduzido levando a uma tarifa mais reduzida.
- **Vazio**, nas horas em que o consumo é reduzido mas superior ao das horas de super vazio, acontecendo o mesmo com a tarifa.
- **Cheia**, nas horas em que o consumo de energia elétrica já é considerável, fazendo com que o valor da tarifa também aumente.
- **Ponta**, nas horas em que existe o maior consumo de energia elétrica, levando a custos das atividades mais altos e fazendo com que a tarifa atinja o seu valor máximo.

Estes períodos acima mencionados são fixados no ano anterior ao da aplicação e são, por norma, aplicados durante períodos de tempo longos, isto é, durante blocos de várias horas.

Quando às diferentes componentes, qualquer tarifa de energia, paga pelos consumidores finais, é constituída pelas seguintes três parcelas [9]:

- **Tarifa de Energia (TE)**: tarifa elementar responsável por recuperar os custos da atividade de compra e venda de energia elétrica.
- **Tarifa de Comercialização (TC)** : reflete a margem de ganho do comercializador pelo seu serviço;
- **Tarifa de Acesso às Redes (TA)** : tarifa complexa que é composta por três tarifas simples distintas:
 - **Tarifas de Uso da Rede de Transporte (TURT)** : a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição que posteriormente aplica às entregas a clientes dos mercados livres e regulados. Permite recuperar os proveitos do uso das redes em Muito Alta Tensão (MAT) e Alta Tensão (AT);
 - **Tarifa do Uso da Rede de Distribuição (TURD)** : a aplicar pelo operador da rede de distribuição para o uso das redes de AT, MT e BT (baixa tensão).
 - **Tarifa do uso Global do Sistema (TUGS)**: divide-se em duas parcelas: a parcela I (UGS I) que é responsável por recuperar os custos com a gestão do sistema, apresentando um preço de energia sem diferenciação horária e parcela II (UGS II) que deve recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e os Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), cujas diferentes componentes que os constitui apresenta-se na figura 2.6.

Os comercializadores no mercado livre acordam com os seus clientes os preços da componente de energia, ou seja, o preço de mercado e de comercialização. As tarifas de acesso às redes são pagas por todos os consumidores finais, independentemente do comercializador, ou seja, são

tarifas reguladas anualmente fixadas pela entidade reguladora. No mercado regulado, todas as tarifas são fixadas anualmente pela ERSE e o comercializador não tem poder de negociação com o cliente.

Em termos esquemáticos e adaptando o esquema apresentado na figura 2.1, a situação portuguesa pode ser representada da seguinte maneira:

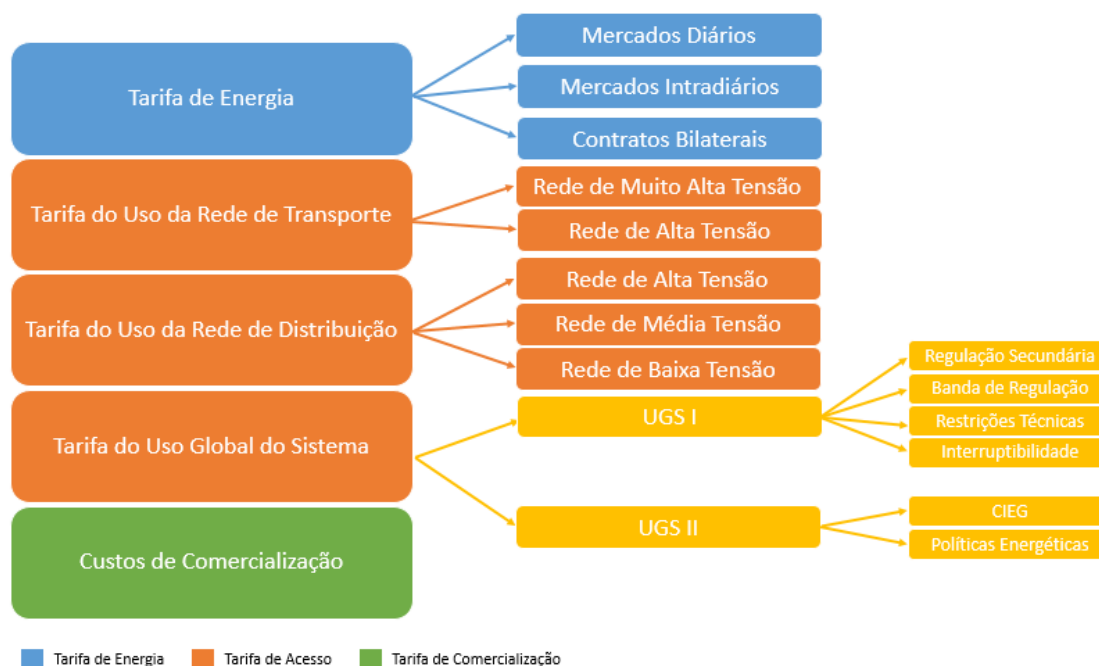


Figura 2.5 – Componentes tarifárias de venda a clientes finais em Portugal continental

Os custos de interesse económico geral e de política energética são constituídos pelas diversas parcelas apresentadas na figura 2.6.

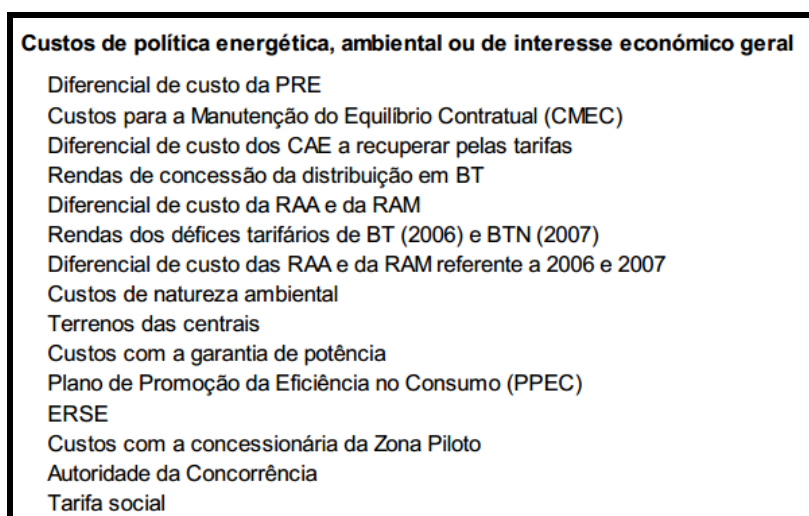


Figura 2.6 – Componentes constituintes da parcela dos CIEG e política energética e ambiental [9]

De notar que, no que toca às perdas, estas também são cobradas aos clientes através de um ajustamento, dependente do nível de tensão em que o cliente recebe a energia elétrica, estipulado no do Artigo 27º do Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações (RARI) [10]. Para o caso de clientes domésticos fornecidos em BT Normal, o ajuste de perdas é realizado da seguinte forma:

$$E_c = E_p \times (1 + \rho_{AT/RT}) \times (1 + \rho_{AT}) \times (1 + \rho_{MT}) \times (1 + \rho_{BT}), \quad (2.1)$$

onde as siglas utilizadas acima têm os seguintes significados:

- E_c – energia ativa a colocar na rede, por período horário.
- E_p – energia ativa de consumo dos clientes do respetivo nível de tensão, por período horário.
- $\rho_{AT/RT}$ – perfil horário de perdas na rede de transporte relativos à rede MAT, incluindo a transformação MAT/AT, respetivamente.
- ρ_{AT} , ρ_{MT} e ρ_{BT} – perfis horários de perdas nas redes de distribuição em AT, MT e BT, respetivamente.

Com a aplicação desta fórmula obtém-se a energia ativa de consumo afetada das perdas pela transmissão da mesma. As tarifas ajustadas são a TE e a TA. Os valores dos perfis horários de perdas nas redes de transporte e distribuição são publicados anualmente pela ERSE [11].

2.1.3 Especificidades dos Modelos Tarifários na Região Autónoma dos Açores

Tal como acontece para o caso de Portugal continental, o modelo tarifário da Região Autónoma dos Açores é também dividido em 3 tarifas, como é referido no documento da estrutura tarifária apresentado em [12], sendo elas: **Tarifa de Energia** (TE), **Tarifa de Comercialização** (TC) e **Tarifa de Acesso às Redes** (TA).

O que distingue este modelo tarifário do praticado em Portugal continental é o facto da aquisição, transporte, distribuição e comercialização de energia elétrica ser realizada em monopólio, ou seja, existir apenas uma entidade responsável por todas estas atividades, a Energia dos Açores (EDA). Esta estrutura monopolista leva a que não exista mercado e os preços de aquisição da energia elétrica dependam diretamente dos custos de produção.

Uma vez que existe uma única entidade, os valores das tarifas são regulados pela ERSE e publicados anualmente em formato "tarifas de venda a clientes finais", num documento idêntico a [8], não sendo conhecido o valor individual de cada tarifa simples.

É ainda de notar que tem-se vindo a caminhar para uma convergência tarifária em todo o país, sendo o principal objetivo da ERSE, de que os valores a pagar pelos consumidores residentes em Portugal continental e nas ilhas sejam iguais, não existindo assim discrepância entre as tarifas, de modo a minimizar os impactos tarifários por cliente [13]. Assim, existe um valor de sobrecusto correspondente precisamente a este custo com a convergência tarifária, pago pelos clientes de Portugal continental. Este valor é enviado para a EDA para que os clientes não sejam afetados pelos valores reais dos custos de produção da sua região.

2.2 Tarifas Dinâmicas

Dadas as variações constantes do preço da eletricidade (tanto no preço de mercado, como nos custos de produção e de ajustes do sistema), as tarifas que apresentam um preço único ao longo de todo o dia, chamadas de tarifas simples [14], são cada vez menos usuais e estão agora a ser substituídas por tarifas do tipo dinâmico com o intuito de permitir refletir, nos preços finais, as flutuações do mercado grossista aos utilizadores para que estes possam, em primeiro lugar, pagar o que a eletricidade vale nas diferentes horas do dia e para os encorajar a reduzir o consumo nas horas de maior afluência ou transladar os picos de carga para horas onde o consumo de eletricidade seja menor. A redução do pico de consumo pode fazer com que, a curto prazo, o preço do mercado grossista reduza enquanto que, a longo prazo, pode adiar ou mesmo eliminar a necessidade de reforço de geração [15]. Na verdade, com a atual situação de elevada penetração de produção imprevisível, as horas mais problemáticas, com custos de gestão mais elevados, estão também relacionada com o nível de produção renovável podendo mesmo ser mais importante que o nível de carga.

2.2.1 Definição

As tarifas dinâmicas são uma estratégia de preço em que determinadas variáveis, tais como o preço e tempo de aplicação, variam de forma mais frequente do que nas tarifas tradicionais [16]. Esta vertente tarifária surge numa tentativa de refletir de forma mais realista o custo de um produto ou serviço que apresenta grandes volatilidades, tal como é o caso da eletricidade.

2.2.2 Tipos de Tarifas

Apesar de serem tarifas com variação temporal, as tarifas dinâmicas podem apresentar diferentes conceitos e aplicações. Abaixo apresentam-se os tipos de tarifas existentes consideradas pela literatura como dinâmicas.

2.2.2.1 Tarifas “Time-of-Use” (ToU)

Nestas tarifas o dia é dividido em blocos de horas onde os preços variam entre blocos mas não dentro de cada um deles [17]. Os preços desses blocos são pré-definidos para um período completo (normalmente trata-se de períodos anuais). Este tipo de tarifas pode contemplar não só a diferenciação de preços intra-diária e semanal (dependente da hora do dia e do dia da semana) mas também sazonal. Numa *ToU*, o preço é mais elevado durante as horas, os dias ou as estações previstas de ponta, sendo o seu valor e os períodos do dia de cada um dos preços previsíveis. No entanto, os ajustes dos blocos temporais destas tarifas são pouco usuais (duas ou três vezes por ano), fazendo com que o sinal de preço enviado seja o mesmo numa tarde extremamente quente de verão, onde a procura pode apresentar o seu pico anual e numa tarde de primavera, onde a procura é muito mais reduzida [18]. Existem muitas aplicações mundiais da *ToU*, como é o caso da empresa Norte-Americana *Pacific Gas and Electric Company* [19], da *Electricité de France*

(EDF) com a opção *HEURES PLEINES/HEURES CREUSES* [20] e o caso de Portugal, onde as tarifas de acesso às redes são do tipo *Time of Use*, contemplando dois a quatro períodos distintos por dia, caso não sejam tarifas simples [16].

Uma vez que se sabe, com antecedência os preços a serem praticados e estes são praticamente constantes ao longo do ano, para o âmbito desta dissertação, este tipo de tarifas não é considerado dinâmico e não é uma opção para os modelos a desenvolver.

2.2.2.2 Tarifas “Critical Peak Pricing” (CPP)

Na tarifa *CPP*, através da antecipação de preços de mercado elevados, condições de emergência do sistema ou picos de consumo na rede (dias muito quentes ou muito frios), por exemplo, os operadores criam os chamados "eventos críticos" que se irão estender por um determinado período de tempo fixo pré-definido, onde o preço (também pré-definido) apresenta um aumento significativo face aos eventos normais, tal como explicado em [21]. Este aumento tem como intuito a apresentação de um sinal aos consumidores que leve à redução do consumo de energia durante esses eventos. Para compensar esse aumento, os preços nas restantes horas do ano podem ser mais baixos. Apesar dos preços a aplicar e da duração dos eventos críticos estarem pré-definidos, esta tarifa é considerada dinâmica, uma vez que, ao contrário do que acontece nas *ToU*, os momentos de aplicação dos mesmos não estão totalmente definidos à partida, sendo os clientes notificados de um evento normalmente com um dia de antecedência [17]. Por forma a reduzir o risco do cliente, é comum definirem-se regras à partida, tais como [16]: limitação do número de eventos, do número total de horas (tipicamente os programas estão limitados de 50 a 100 horas [18]), dias de aplicação, entre outros. Este tipo de tarifas é amplamente utilizado nos Estados Unidos, sendo exemplo disso as tarifas disponíveis na Califórnia pelas empresas *Southern California Edison* [22] e *San Diego Gas & Electric* [23].

Existe ainda uma variante das tarifas *CPP* denominada de *CPP-Variável (VPP)* que se diferencia devido à duração do período crítico não ser fixa, sendo que as horas durante as quais existirá um período crítico são comunicadas ao cliente em simultâneo com a comunicação da sua ocorrência. Um exemplo de aplicação deste tipo de tarifas está no Estado de *Connecticut*, nos Estados Unidos, onde a empresa *Connecticut Light & Power* disponibiliza os preços pré-definidos para as horas críticas e não críticas [24]. Nesta variante podem ainda existir diferenciações do preço a cobrar durante um evento crítico [16].

2.2.2.3 Tarifas “Critical Peak Rebates” (CPR)

As Tarifas *CPR* são muito semelhantes às *CPP* no sentido em que existem eventos críticos despoletados pelas mesmas razões, oferecendo ao cliente sinais no preço que incentivem à redução do seu consumo durante as horas dos eventos. No entanto, enquanto no *CPP* o preço sofre um aumento considerável, no caso das tarifas *CPR* é utilizada uma estratégia de bonificação para os clientes: o preço não se altera nos eventos críticos mas, caso os clientes reduzam o seu consumo face ao que era previsto eles consumirem, recebem um desconto pré-definido na sua tarifa [17].

Esta solução protege os clientes, uma vez que não apresenta riscos adicionais, apenas potenciais vantagens de redução da fatura elétrica.

O grande problema deste tipo de tarifas prende-se com a implementação e cálculo de consumos de referência dos consumidores, levando a que os *CPR* sejam por vezes considerados como uma opção transitória ao invés de uma solução que poderia ser utilizada a longo prazo [16]. Ao contrário das tarifas anteriormente mencionadas, as *CPR*, devido a se tratarem de uma nova forma de implementação, não foi ainda utilizado num largo número de projetos piloto [21]. No entanto, já estão disponíveis, por exemplo, na companhia *Pacific Gas and Electric Company* [25].

2.2.2.4 Tarifas “Real Time Pricing” (RTP)

Neste tipo de tarifas, os preços variam de hora em hora (ou intervalos mais curtos), normalmente associados a variações nos preços de mercado de ajustes ou de energia grossista. Neste tipo de aplicação, os clientes são avisados sobre os preços horários com um dia, (*day-ahead prices*), ou com algumas horas de antecedência [16], não existindo dois dias com a mesma estrutura tarifária e podendo existir extremos bastante mais elevados entre os preços das horas de ponta e as horas fora de ponta, quando comparado com as tarifas *CPP* [17]. Os preços *RTP* podem ainda diferir entre localidades para refletir congestionamentos locais, fiabilidade ou fatores do mercado de energia [18]. As tarifas *RTP* são a forma mais complexa de tarifas dinâmicas e são, por isso, as mais caras e mais difíceis de implementar. Para além disso, sem tecnologias de automação, é difícil para os clientes responder de forma dinâmica às mudanças de preço numa base horária. No entanto, são aquelas que apresentam maior precisão na forma como os preços refletem os custos e o sinal dinâmico do preço responde de forma correta às mudanças das condições de mercado. Um exemplo deste tipo de tarifa é aplicado no estado de Illinois, nos Estados Unidos da América, pela empresa *Commonwealth Edison* vulgo *ComEd*, que apresenta no seu *website* um gráfico com os preços horários da energia para cada dia [26]. Outro exemplo é o “*Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)*”, em Espanha, que será abordado em 2.2.3.2.

2.2.3 Aplicação das Tarifas Dinâmicas na Europa

2.2.3.1 Diretiva da Eficiência Energética

O Parlamento Europeu e o Conselho da União Europeia lançou, em novembro de 2013, a Diretiva 2012/27/UE [27] relativa à eficiência energética, onde consta o artigo 15 que estipula os objetivos a serem alcançados no âmbito da transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica. Neste, é dito no ponto 1 que os Estados-Membros (EM) devem assegurar que as autoridades reguladoras nacionais da energia tenham devidamente em conta a eficiência energética ao exercerem as respetivas funções reguladoras, nomeadamente, devem incitar, “*mediante o estabelecimento de tarifas de rede e regulamentação da rede, no quadro da Diretiva 2009/72/CE, e tendo em conta os custos e benefícios de cada medida, os operadores a disponibilizar aos utilizadores da rede serviços que lhes permitam pôr em prática medidas de melhoria da eficiência energética*”

no contexto do desenvolvimento continuado de redes inteligentes.". No que diz respeito à eletricidade, os EM devem assegurar que as tarifas de rede e regulamentação da rede preenchem os critérios do Anexo XI, do respetivo documento. Nesse anexo, são apresentados critérios de eficiência energética aplicáveis à regulação da rede de energia e às tarifas da rede elétrica que podem ser a razão do incentivo de Portugal à implementação de tarifas dinâmicas para a tarifa de acesso às redes, tais como:

- “As tarifas de rede devem refletir as economias de custos realizadas nas redes do lado da procura e decorrentes das medidas de resposta à procura e da produção descentralizada, incluindo economias decorrentes da redução dos custos de fornecimento ou dos investimentos na rede e de um funcionamento otimizado na rede.”
- “As tarifas de rede ou de retalho podem apoiar uma tarifação dinâmica das medidas de resposta à procura pelos consumidores finais, tais como:
 - Tarifação em função do tempo de utilização.
 - Tarifação em horas de ponta críticas.
 - Tarifação em tempo real.
 - Tarifação reduzida em horas de ponta.” [27]

Para além disso, tal como mencionado em [28], o objetivo da União Europeia é ter um plano de implementação de contadores inteligentes em 80% dos 500 milhões de cidadãos europeus, no ano de 2020. É provavelmente a pensar nestas metas que a ERSE está a incentivar o uso de tarifas dinâmicas nas tarifas de acesso às redes.

2.2.3.2 Projetos Implementados

Na Europa, a utilização de tarifas dinâmicas é muito reduzida, sendo que os programas implementados são, na sua maioria recorrendo a tarifas do tipo *ToU* que, como já mencionado acima, para este estudo não é considerado um tipo de tarifa dinâmica. No geral, os países europeus estão mais focados na instalação massiva de contadores inteligentes. Na maior parte dos casos, a instalação destes equipamentos é realizada somente para substituir os contadores manuais, com o intuito de reduzir os custos [29] e não para enviar sinais de preços [30] [31]. Um exemplo disso, é a Suécia onde os contadores inteligentes instalados continuam a monitorizar os consumos numa base mensal. Segundo o *Swedish Coordination Council for Smart Grid* [32], a razão da substituição dos contadores tradicionais pelos contadores inteligentes prende-se com os elevados custos de instalação. Para além disso, dizem que 99% dos contadores tradicionais na Suíça foram substituídos por contadores inteligentes em 2009 e que o próximo passo será permitir o envio do consumo horário, com o intuito de aplicação de tarifas dinâmicas. No entanto, para já isso ainda não acontece.

O maior e mais robusto estudo acerca deste tipo de tarifas foi realizado pela *Ireland Commission for Energy Regulation* durante o período de 2008 a 2011 [33]. Outro estudo foi realizado na Holanda, durante 15 meses [34]. No entanto, ambos os estudos se baseiam na utilização de tarifas *Time of Use*.

Um exemplo real de tarifas dinâmicas é aplicado em Espanha, onde se usa um tipo de tarifas *RTP*, chamado de "*Precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC)*" estando este em vigor desde Abril de 2014, segundo o Real Decreto 216/2014 [35]. Nesta implementação, os preços da energia são apresentados numa base horária e os clientes têm acesso aos valores que serão praticados no dia seguinte pelas 20 horas do dia anterior, através do *website* de informação espanhol, o *E-sios*, disponível em [36]. Estes preços variam conforme o preço horário de produção de energia que engloba o preço do mercado diário e da primeira sessão do mercado intradiário do MIBEL, os mercados de ajuste do sistema e as perdas de transmissão da energia. Os preços são determinados, mediante os custos de cada componente que são afetados à procura em cada hora do dia. Esta tarifa veio substituir, em Espanha, a tarifa do comercializador de último recurso e, para fins de faturação, é ainda acrescida do valor dos impostos aplicáveis, tal como é enunciado no Artigo 17.5 da Lei 24/2013 [37].

Outro exemplo de tarifas dinâmicas na Europa é a *EDF Tempo*, em França [20]. Tal como explicado em [38], trata-se de uma opção tarifária que combina o tipo de tarifas *ToU* (dividido em horas de pico e horas de vazio) com o tipo *CPP*, sendo que a energia é paga mediante 6 índices de preços de eletricidade conforme o clima real e o consumo em cada dia. Nesta aplicação, cada dia do ano é codificado por cores: vermelho, branco e azul que correspondem a altos, médios e baixos preços de eletricidade. A cor de cada dia é determinada pelo fornecedor de energia *Electricité de France (EDF)* com base na previsão de procura de energia elétrica para esse mesmo dia. O operador da rede de transmissão tem também a capacidade de determinar a cor do dia em caso da existência de um congestionamento significativo na rede elétrica. Como já dito em 2.2.2.2, normalmente são estipuladas regras para a implementação destas tarifas por forma a proteger os consumidores. O caso da *Tempo Tariff* não é exceção, apresentando as seguintes regras:

- O ano “Tempo” começa a 1 de Setembro.
- O dia “Tempo” começa às 6 horas da manhã.
- O número de dias por ano de cada cor são: 300 dias azuis, 43 dias brancos e 22 dias vermelhos.
- O domingo é sempre considerado um dia azul.
- Os dias vermelhos não podem calhar em feriados, fins-de-semana ou em cinco dias da semana seguidos.

A cor de um dia é divulgada no dia anterior, por volta das 17 horas e 30 minutos, através da forma de comunicação do operador com os consumidores [39]. Esta comunicação também apresenta diferentes versões, dependendo do equipamento de medição, comunicação e controlo instalado em cada cliente. Apesar de poder ser considerado um modelo de tarifas dinâmicas, este não é o modelo ideal, uma vez que não acompanha as variações de consumo e de clima ao longo do dia e somente tem em consideração o dia como um todo.

2.3 Resposta Dinâmica dos Consumidores (“*Demand Response*”)

Para que seja possível obter um resultado positivo com a aplicação de modelos tarifários dinâmicos é preciso obter, por parte do consumidor, uma resposta, também ela dinâmica, às variações dos preços.

2.3.1 Definição

Demand Response (DR) pode ser definido como mudanças no uso de eletricidade por parte dos utilizadores finais, mediante os seus padrões de consumo, em resposta a mudanças no preço da eletricidade ao longo do tempo [40]. Além disso, *DR* pode também ser definido como pagamento de incentivos destinados a induzir um baixo consumo de eletricidade nas horas em que o preço de mercado grossista é mais elevado ou quando a fiabilidade do sistema é comprometida [41]. O *Demand Response* inclui todas as mudanças intencionais no consumo padrão de eletricidade por parte dos consumidores finais, destinadas a alterar no momento, o nível instantâneo de procura ou o consumo total de eletricidade [42].

2.3.2 Resposta dos Consumidores

Segundo [43], existe no geral três ações a partir das quais o consumidor pode responder. Cada uma destas envolve custo e medidas tomadas pelo cliente. Na primeira, os consumidores podem reduzir o seu consumo de eletricidade durante os períodos críticos onde os preços são muito elevados, sem mudarem o padrão de consumo durante os restantes períodos. No entanto, esta opção requer uma perda de conforto temporária, uma vez que a redução efetuada não é compensada em nenhuma altura. Por outro lado, os consumidores podem responder a preços elevados da eletricidade, deslocando parte do seu pico de consumo para períodos fora da ponta, por exemplo, deslocando algumas atividades domésticas (ex: máquinas de lavar a roupa, máquinas de lavar a louça) para períodos de pouca procura. Neste caso, o cliente não vai ter perdas nem custos adicionais. No entanto, no caso das indústrias, por exemplo, por vezes é mais caro reagendar as atividades para as horas de menor consumo do que consumir nas horas em que o preço de eletricidade apresenta o seu pico. O outro tipo de resposta da parte do consumidor é usando geração distribuída e produzir a sua própria eletricidade [44]. Os consumidores que geram a própria energia podem obter uma variação nula ou muito pequena no padrão de uso da eletricidade. Assim, cabe a cada consumidor analisar as suas necessidades e possibilidades por forma a responder adequadamente aos sinais de preço de eletricidade que lhe são enviados.

2.3.3 Classificação

Existem diferentes programas de *DR*, tal como apresentado na figura 2.7. Segundo [43], estes programas podem ser classificados em duas categorias: Programas baseados em Incentivos ou, como se diz na literatura, *Incentive-Based Programs (IBP)* e Programas baseados nos preços ou *Price-Based Programs (PBP)*.

Os programas *IBP* são estabelecidos pelas *utilities*, entidades de fornecimento de carga ou operadores regionais da rede. Estes apresentam incentivos de redução da carga aos consumidores separadamente ou juntamente com a taxa de comercialização de eletricidade, que podem ser fixos (baseados em custos médios) ou variáveis no tempo. As reduções de carga podem ser necessárias e requisitadas quando o operador da rede considera que as condições de fiabilidade estão comprometidas ou quando os preços estão demasiado altos. A maioria dos programas de *Demand Response* especificam um método para estabilizar o nível de consumo padrão dos clientes para que possa ser possível medir e verificar a magnitude da sua resposta. Os programas baseados em incentivos são normalmente divididos em **programas clássicos**, dos quais fazem parte o controlo direto de carga e os programas de interoperabilidade de carga e **programas baseados em mercado** que incluem programas de emergência, licitação de procura, capacidade de mercado e serviços auxiliares do mercado. Nos *IBP* clássicos, os clientes que participem recebem prémio de participação, geralmente em contas de crédito ou em taxas de desconto. Nos programas baseados em mercado, os participantes são recompensados com dinheiro pelo seu desempenho, dependendo da quantidade de carga reduzida durante as condições críticas. Tal como já referido, no âmbito desta dissertação vão-se desenvolver modelos de tarifas dinâmicas, pelo que se recorrerá, então, a programas de *DR* baseados em preços, os *PBP*.

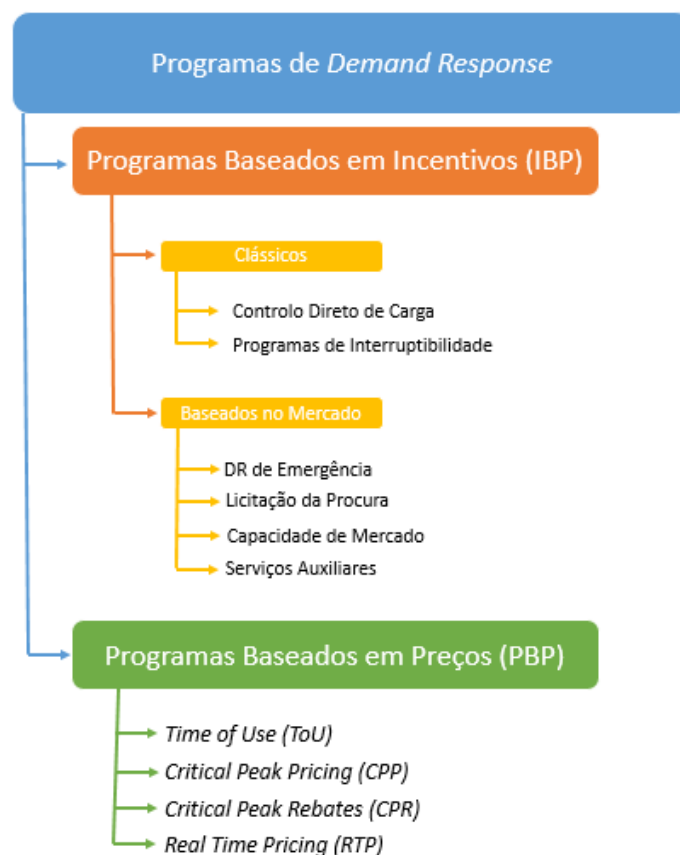


Figura 2.7 – Programas de *Demand Response* existentes (adaptado) [40]

2.3.4 Programas de “Demand Response” na Europa

Ao longo dos últimos 25 anos, os europeus têm usado vários mecanismos de controlo de carga com grandes clientes industriais para reduzir a procura de eletricidade nos períodos de pico. No entanto, estes mecanismos não se baseiam em sinais de preços precisos, mas sim em tempo discreto e preços de interrupção, sendo mais baratos de adotar. Um exemplo disso ocorreu na Suécia, onde existiu uma lei temporária (entre 2003 e 2008) para as reservas de potência de ponta, baseada em estudos que mostravam que grande parte das indústrias suecas seriam capazes de enfrentar reduções entre 30 minutos a 3 horas por dia. A lei foi estabelecida pelo Governo sueco, a fim de garantir capacidade de reserva nas horas de pico [45].

Similarmente ao que aconteceu na Suécia, na Finlândia, os programas de interoperabilidade têm vindo a ser usados como reserva por vários anos. Em 2008, a principal companhia de eletricidade finlandesa investiu em sistemas de leitura através de contadores inteligentes, para efetuar a leitura automática, controlar e gerir todos os seus 60.000 pontos de medição de clientes [46].

Na Holanda, o Ministério da Economia estimou o potencial de controlo direto de carga relacionada com os preços de mercado numa capacidade entre os 1000 e os 1500 MW. Estes valores são supostos de aumentar gradualmente durante este período até 2020 e é baseado no sistema de licitação para a reserva e regulação de potência do operador do sistema de transmissão holandês. Para além destes casos, as aplicações de tarifas dinâmicas na Europa, abordadas em 2.2.3, fazem também parte de programas de *Demand Response* do tipo *PBP* (Programas Baseados nos Preços).

O potencial económico e ambiental do *DR* na Europa foi avaliado num estudo realizado a cargo da consultora *Capgemini* [47]. Neste estudo, no cenário mais moderado, considerando a implementação de dispositivos, como os contadores inteligentes, por toda a Europa a uma velocidade reduzida, os benefícios do *Demand Response* no ano de 2020 seriam:

- Redução anual de energia consumida na ordem dos 100 TWh;
- Redução anual de 30 milhões de toneladas de emissão de dióxido de carbono (CO_2);
- Dezenas de milhares de milhões de euros, tanto em termos de poupança em investimento evitado relativo à capacidade máxima de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, como em poupança na fatura de eletricidade para os clientes.

2.4 Resumo do Capítulo e Conclusões

Com o estudo do estado da arte, foi possível perceber que é cada vez mais importante um modelo de tarifas que transmitam, de forma transparente, os custos a elas associados, para que possa existir, do lado do consumidor, uma resposta dinâmica e realista, às diferentes situações do sistema. Foi também possível perceber que existem diversos tipos de tarifas dinâmicas e várias aplicações de cada um deles em diferentes zonas do globo. Para além disso, ficou claro que o sistema tarifário atual português não envia os sinais corretos para obter a resposta pretendida. É então necessária o estudo desses mesmo sinais, por forma a melhorar a interação produtor/consumidor e, com isso, reduzir os custos com as atividades de energia elétrica.

Capítulo 3

Metodologia Adotada

Nesta metodologia é apresentada uma visão detalhada da forma de cálculo e de construção dos vários modelos que incluam tarifas dinâmicas, para ser possível uma melhor e mais rápida compreensão dos resultados e conclusões obtidas, apresentados nos capítulos seguintes.

Este capítulo divide-se em duas partes distintas: os modelos de tarifas dinâmicas estudados para Portugal continental e os modelos desenvolvidos para as zonas insulares portuguesas (neste caso, para os Açores). De notar que, para ambos os casos, os modelos criados são do tipo *Real Time Pricing (RTP)*, já abordado em 2.2.2.4, uma vez que é o tipo de tarifa dinâmica que melhor consegue exprimir os custos da energia, devido, principalmente, ao seu cariz horário. Para além disso, todos eles são pensados para clientes de BT podendo, no entanto, ser facilmente adaptados a outros níveis de tensão.

Ao longo do desenvolvimento dos modelos, são apresentados esquemas na forma de diagramas de blocos que têm o intuito de simplificar a perceção dos modelos ao leitor do documento. Estes esquemas apresentam blocos com índices da forma "(X)" em que X é o número respetivo. Esta numeração é importante para a leitura do texto que acompanha as figuras pois à medida que é explicada cada componente, é mencionado o índice ao qual esta se refere. Foi ainda utilizado, em todos os esquemas, um código de cores nos blocos que segue a seguinte regra:

- **Blocos Verdes:** Componente com valor fixo, estipulado em documentos oficiais;
- **Blocos Cinzentos:** Componente constante correspondente a uma média anual;
- **Blocos Amarelos:** Componente com valor constante atualizado mensalmente;
- **Blocos Azuis:** Componente dinâmica, com valor horário e disponibilizado numa fase prévia ao cálculo da tarifa final;
- **Blocos Laranjas:** Componente dinâmica, com valor horário e estimado através de previsão a curto prazo (previsão no dia $n-1$ para o dia n);

Após descrição da metodologia seguida em cada modelo, é abordado o método utilizada para simular a resposta dinâmica do consumidor, de forma a perceber quais os impactos que esta resposta pode trazer, quando conjugada com tarifários dinâmicos.

3.1 Modelo do “*Precio Voluntario para el Pequeño Consumido*” (PVPC)

Neste modelo, foi estudado o Real Decreto 216/2014 [35] e a forma como são calculados os preços dinâmicos em Espanha, para posteriormente servir como exemplo no desenvolvimento dos modelos para Portugal. Assim, nesta secção é abordada a metodologia de cálculo utilizada pelo operador de sistema espanhol. De realçar que esta abordagem pertence ao Governo e ao operador de sistema espanhóis.

O *Precio Voluntario para El Pequeño Consumidor* é um tipo de tarifa dinâmica baseada nas tarifas *RTP*, tendo esta uma variação horária. Para simplificar a perceção do funcionamento do método de cálculo, foi desenvolvido um diagrama de blocos presente na figura 3.1. Neste apresenta-se no lado direito com o número (18), o preço final a pagar pela energia e, à medida que se vai caminhando para a parte esquerda do diagrama, aparecem as diferentes ramificações pertencentes a cada componente que compõe o método.

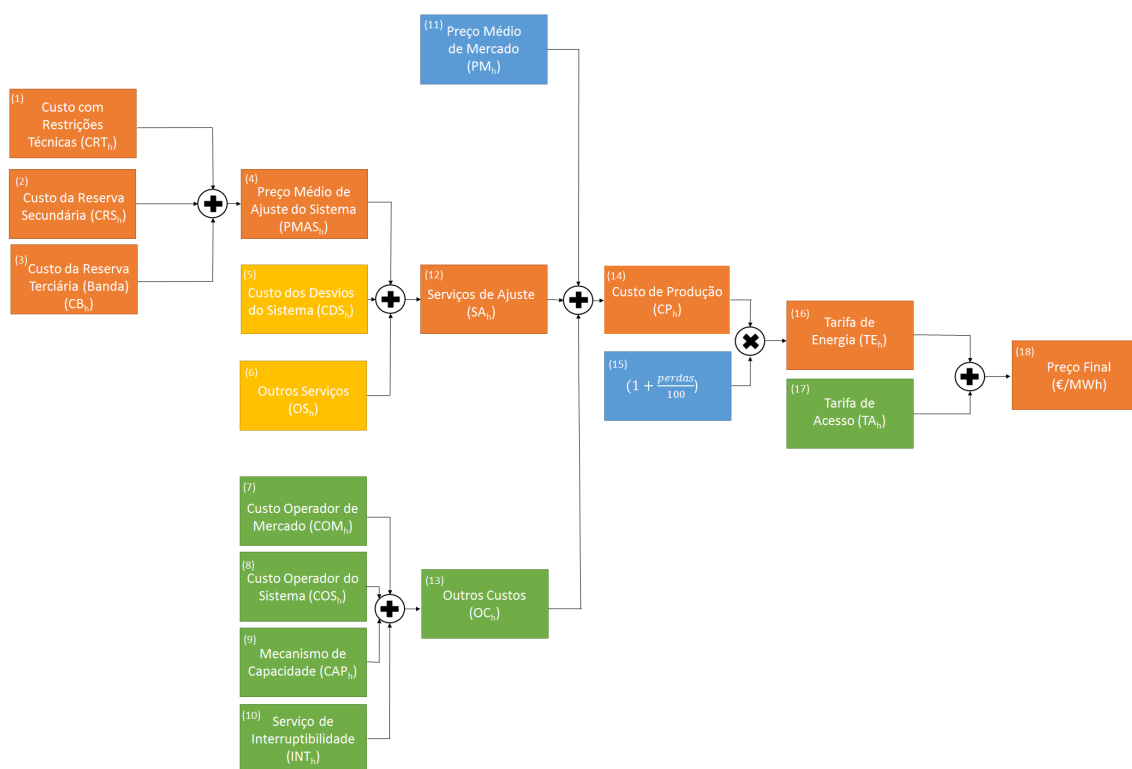


Figura 3.1 – Diagrama de blocos exemplificativo do método usado para o cálculo do PVPC

Observando o esquema chega-se à conclusão que a fórmula geral de cálculo desta tarifa, é dada por:

$$TF_h = TA_h + TE_h, \quad (3.1)$$

onde o significado de cada variável é:

- TF_h - Tarifa final a cobrar aos consumidores (livre de impostos), em €/MWh;
- TA_h - Tarifa de acesso às redes, em €/MWh;
- TE_h - Tarifa de energia, em €/MWh.

Entrado agora em detalhes para cada um dos componentes mencionados, no caso da tarifa de acesso (17), esta apresenta valores fixos, mediante o tipo de tarifa que o cliente tem (tarifa simples, bi-horária ou tri-horária). Estes valores são estipulados em Ordens publicadas em Boletim Oficial do Estado. No caso da tarifa de energia (16), o cálculo é mais complexo e mais ramificado, tal como mostra o esquema acima. Numa fase inicial de cálculo, sabe-se apenas que a tarifa de energia (16) é dada pelo custo de produção horário (14) afetado dos coeficientes de perdas (15) da seguinte forma:

$$TE_h = CP_h \times \left(1 + \frac{\text{perdas}}{100}\right), \quad (3.2)$$

sendo que as variáveis têm os significados apresentados na figura 3.1, com a tarifa de energia (16) e o Custo de Produção (14) em €/MWh e os coeficientes de perdas em percentagem. Este coeficiente de perdas é disponibilizado no final de cada ano pelo OS espanhol, para todas as horas de todos os dias do ano que se segue.

O custo de produção horário, apresenta três ramificações distintas: O preço médio do mercado SPOT, PM_h (11), os custos referentes aos serviços de ajuste do sistema, SA_h (12) e outros custos que o sistema tem que assegurar, OC_h (13), tal como apresenta a equação 3.3.

$$CP_h = PM_h + SA_h + OC_h. \quad (3.3)$$

O preço médio de mercado, numerado com (11) refere-se a uma média entre o mercado diário e mercado intradiário, que pode ser calculada através da equação 3.4:

$$PM_h = \frac{PMD_h \times EMD_h + PMI_{h,1} \times EMD_{h,1}}{EMD_h + EMI_{h,1}}, \quad (3.4)$$

onde se tem:

- PM_h - Preço médio horário de mercado, para a hora h, em €/MWh;
- PMD_h - Preço do mercado diário, para a hora h, em €/MWh;
- EMD_h - Energia total de transação em Espanha no mercado diário, para a hora h, em €/MWh.
- $PMI_{h,1}$ - Preço do mercado intradiário, para a hora h, sessão 1, em €/MWh.
- $EMI_{h,1}$ - Energia total de transação em Espanha no mercado intradiário, para a hora h, sessão 1, em €/MWh.

Os valores finais destas componentes são disponibilizados pelo MIBEL durante o dia anterior, não correndo o risco destes sofrerem alterações, pelo que o cálculo deste preço se torna simples e rápido de realizar.

No caso da componente dos serviços de ajuste (12), esta é divididos em três componentes: preço médio de ajuste do sistema, $PMAS_h$ (4), que deriva de outras três componentes cujos valores são previstos a curto prazo, custo dos desvios do Sistema, CDS_h (5) e outros serviços, OS_h (6), ambos de valor constante, atualizado mensalmente e todas em €/MWh.

$$SA_h = PMAS_h + CDS_h + OS_h. \quad (3.5)$$

As três componentes que compõe o preço médio de ajuste do sistema prendem-se com os custos inerentes à garantia de segurança do sistema através dos serviços auxiliares, sendo todos em €/MWh e estando enumerados abaixo.

- **Custo com as Restrições Técnicas** (1) - CRT_h - resolve todas as condições técnicas necessárias, tais como modificar unidades operacionais de energia e resolver desequilíbrios resultantes das diferenças entre a geração e a procura.
- **Custo da Reserva Secundária** (2) - CRS_h - tem como objetivo manter a geração e a procura em equilíbrio, corrigindo, para isso, os desvios de frequência que existam no sistema.
- **Custo da Reserva Terciária (ou banda Secundária)** (3) - CB_h - tem por objetivo restituir a reserva secundária que foi utilizada.

Em suma, o preço médio horário de ajuste do sistema pode ser calculado através de:

$$PMAS_h = CRT_h + CRS_h + CB_h. \quad (3.6)$$

Por último, tem-se a componente (13) correspondente a outros custos que engloba o valor a pagar aos Operadores do sistema (COS_h) e de mercado (COM_h), o valor a pagar pelo mecanismo de capacidade (CAP_h) e o custo do serviço de interoperabilidade (INT_h), estando todos estes componentes em €/MWh e apresentando todos um valor fixo estipulado em documento oficial do estado espanhol. A fórmula utilizada apresenta-se na equação 3.7.

$$OC_h = COM_h + COS_h + CAP_h + INT_h. \quad (3.7)$$

Através desta metodologia é então possível obter um valor, com variação horária, da tarifa final de energia elétrica, em €/MWh. Este valor final está isento de impostos, pelo que o Governo espanhol posteriormente ainda lhe aplica um valor por eles estipulado.

3.2 Modelos de Tarifas Dinâmicas para Portugal continental

Nesta secção são abordados três modelos diferentes: um modelo dinâmico para as tarifas de uso das redes e dois modelos completos de venda a clientes finais, com as variantes de visão do sistema e visão do comercializador (ambos tendo por base o modelo usado para o PVPC, já explicado em 3.1). Para a criação destes modelos tomou-se a liberdade de incluir todas as componentes dinâmicas consideradas potencialmente interessantes para desenvolver sinais que aportem melhoria da exploração do sistema. Os três modelos representam diferentes perspetivas de interesse, com objetivos distintos de aplicação. É de realçar ainda que se garantiu que, em média, o sistema consiga recuperar o mesmo valor, por forma a não ser prejudicado.

3.2.1 Modelo de Tarifas Dinâmicas do Uso das Redes

No atual modelo tarifário, a recuperação dos proveitos do uso das redes através da energia ativa, depende do tipo de tarifa que o usuário tem (simples, bi-horária ou tri-horária, para os casos de BT) e, dependendo do período horário em que se está, existe um valor de potência contratada, um valor de energia ativa e, no caso das horas de ponta, um valor de potência de ponta a cobrar ao consumidor, tal como se apresenta, na figura 3.2, retirada de [9], para o caso dos preços para o uso da rede de distribuição de baixa tensão, como exemplo.

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	8,767
	Contratada	0,669
Energia ativa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0054
	Horas cheias	0,0044
	Horas de vazio normal	0,0031
	Horas de super vazio	0,0015
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0051
	Horas cheias	0,0042
	Horas de vazio normal	0,0030
	Horas de super vazio	0,0016
Energia reativa (EUR/kvarh)		
	Indutiva	0,0313
	Capacitiva	0,0239

Figura 3.2 – Preço da tarifa de uso da rede de distribuição em BT [9]

Como é observável, com exceção das horas de ponta, os valores a pagar pelo uso das redes, independentemente do período horário, apresentam a mesmo ordem de grandeza. Isto levaria a que o preço a pagar pelo uso das redes pudesse apresentar uma curva suave e quase constante, que variasse com o período horário em que se estava, mas sem apresentar variações bruscas. No entanto, o componente correspondente ao valor a pagar pelas horas de ponta apresenta, para qualquer nível de tensão a considerar, um valor bastante elevado, o que faz com que, nessas horas, o preço da energia suba excessivamente.

Com o modelo que é apresentado nesta secção, pretende-se atuar sobre o tópico 4 mencionado em 1.1 para, numa fase posterior, poder responder às questões aí levantadas. Este modelo foi totalmente desenvolvido de raiz e é pretendido, para além de tornar dinâmica a curva correspondente à tarifa de uso das redes, suavizá-la, por forma a que se repercute no consumidor quais as horas em que é efetivamente mais caro transportar e distribuir energia, mas que a discrepância entre estas não seja demasiado elevada, como acontece agora entre as horas de ponta e as restantes. Para além disso, é pretendido acabar, em termos tarifários, com os blocos e a afetação dos períodos horários de ponta, vazio, cheia e super vazio, sendo pretendido que o preço da energia ativa seja dado mediante o estado do sistema, em cada hora de cada dia.

Como é sabido, o aumento do consumo leva a um aumento do transito de potências nas linhas, o que corresponde a um aumento da corrente que circula nas redes de Transporte e Distribuição. Recorde-se que as perdas na rede são proporcionais ao quadrado da corrente (expressão que pode ser vista em 3.8). Assim sendo, com o aumento do uso das redes, existe um acréscimo da corrente e consequente subida dos valores das perdas. Por esta mesma razão, é possível concluir que o uso da rede apresenta uma variação proporcional ao valor das perdas.

$$perdas = R \times I^2, \quad (3.8)$$

onde se tem:

- I - Corrente que circula na linha/cabo, em Amperes (A).
- R - Resistência da linha/cabo em questão, em Ohm (Ω).

Tendo esta equação em consideração, para o custo associado a cada um dos níveis de tensão existentes, desenvolveu-se um método baseado nas perdas horárias disponibilizadas anualmente pela ERSE, fazendo com que o custo a pagar pelo uso de cada rede varie consoante o valor das perdas e, consequentemente, consoante o consumo. No entanto, é importante referir que este modelo foi desenvolvido de maneira a que, em média, no final do ano, o sistema obtivesse a mesma remuneração que obteria com o modelo atual. Isto garante que, apesar do consumidor poder ser favorecido, o sistema não fique em desvantagem.

Por forma a facilitar a compreensão do método, foi desenhado o diagrama de blocos da figura 3.3, que mostra como se calcula a tarifa dinâmica do uso das redes, para clientes de baixa tensão.

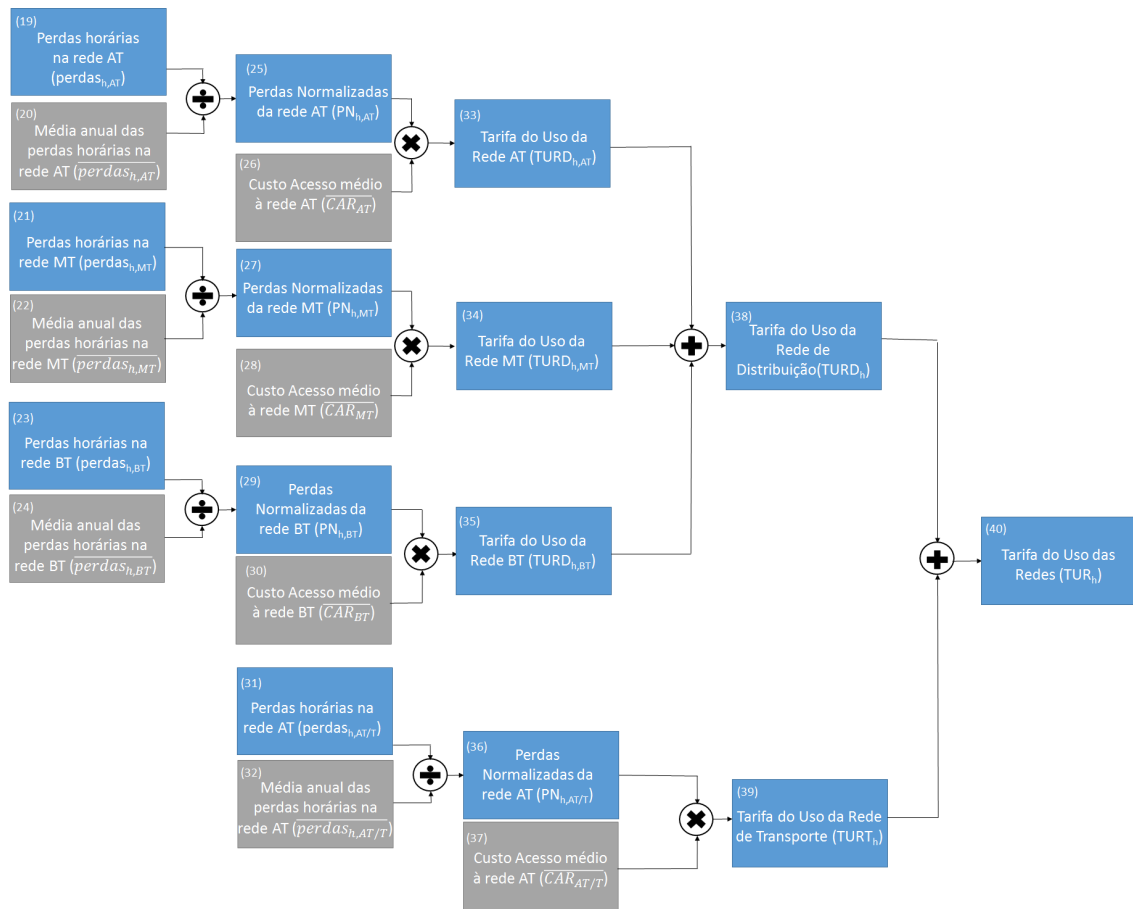


Figura 3.3 – Diagrama de blocos exemplificativo do método de cálculo da tarifa dinâmica de uso das redes, para clientes de baixa tensão

Na figura acima, está desenhado todo o esquema para o cálculo da tarifa dinâmica do uso das redes para clientes de baixa tensão. No entanto, é facilmente perceptível que a metodologia estudada se centra em duas componentes: As Perdas Normalizadas (PN) e o Custo de Acesso às Redes médio (\overline{CAR}). Assim, abaixo é apresentado o estudo destes dois componentes de forma detalhada, para o caso das redes de distribuição de baixa tensão, como mero exemplo explicativo, uma vez que o mesmo raciocínio se aplica a qualquer nível de tensão. Na figura 3.4 tem-se parte do esquema da figura 3.3 e, posteriormente, na equação 3.9 está apresentada a fórmula geral de cálculo da tarifa do uso das redes (TUR) de baixa tensão.

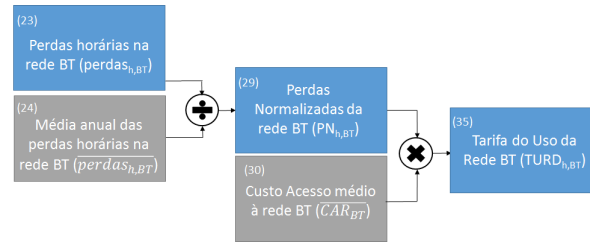


Figura 3.4 – Diagrama de blocos exemplificativo do método de cálculo da tarifa dinâmica de uso da rede de distribuição de baixa tensão

$$TURD_{h,BT} = PN_{h,BT} \times \overline{CAR_{BT}}, \quad (3.9)$$

onde o significado de cada variável, é:

- $TURD_{h,BT}(35)$ - Tarifa horária do uso da rede de distribuição de baixa tensão, em €/MWh.
- $PN_{h,BT}(29)$ - Perdas Normalizadas horárias da rede de baixa tensão, a ser explicado posteriormente, adimensional (sem unidades).
- $\overline{CAR_{BT}}(30)$ - Custo médio de acesso à rede de distribuição de baixa tensão, em €/MWh, a ser explicado numa fase seguinte.

A componente das perdas normalizadas foi criada precisamente para enviar o sinal correspondente à variação horária das perdas, uma vez que com isto consegue-se ter, para cada hora, um valor proporcional ao uso que a rede está a ter nesse momento. É de notar que, sendo as perdas normalizadas uma componente adimensional, as unidades da tarifa de uso da rede não serão afetadas, pelo que permanecerá em €/MWh, tal como pretendido. A componente em causa é obtida através da equação 3.10.

$$PN_{h,BT} = \frac{perdas_{h,BT}}{\overline{perdas_{h,BT}}}, \quad (3.10)$$

onde o significado de cada variável, é:

- $PN_{h,BT}(29)$ - Perdas Normalizadas horárias da rede de baixa tensão, adimensional (sem unidades).
- $perdas_{h,BT}(23)$ - Perdas horárias na rede de baixa tensão, disponibilizadas anualmente pela ERSE, adimensional (sem unidades).
- $\overline{perdas_{h,BT}}(24)$ - Média anual das perdas horárias na rede de distribuição de baixa tensão, adimensional (sem unidades).

Após a descrição desta componente, é necessário proceder à análise do Custo médio de acesso à rede, denominado, neste documento, por \overline{CAR}_{BT} , uma vez que, tal como explicado acima, se está a usar o exemplo de cálculo da $TURD_{h,BT}$. Para o cálculo desta componente, foram utilizados os dados disponibilizados pela ERSE no documento que estipula as tarifas e preços para o ano n , publicado anualmente no fim do ano $n-1$, já apresentados na figura 3.2. Inicialmente, é necessário proceder à passagem de cada componente para a mesma unidade, que neste caso se trata de €/MWh. Assim, no caso do preço a pagar pela potência de ponta, é necessário dividir pelo número de dias do mês, para obter o valor em €/kW.dia e, posteriormente, pelo número de horas de ponta de cada dia, obtendo então o valor em €/kWh. Seguidamente, para que se obtenha o necessário custo em €/MWh, é então dividido o valor anteriormente conseguido por 1000. Em termos matemáticos, ter-se-á a seguinte equação:

$$P_{PHP} = \frac{P_{PHP,ERSE}}{D \times HP \times 1000}, \quad (3.11)$$

onde o significado de cada variável, é:

- P_{PHP} - Preço a pagar pela potência nas horas de ponta, em €/MWh.
- $P_{PHP,ERSE}$ - Preço a pagar pela potência nas horas de ponta, estipulado pela ERSE, em €/kW.mês.
- D - Número de dias do mês em questão.
- HP - Número de horas de ponta do mês em questão.

No caso da potência contratada, o raciocínio é o mesmo, alterando apenas o número de horas, uma vez que, para este caso, divide-se pelo número de horas que cada dia tem, ou seja, 24. A expressão que permite efetuar o cálculo necessário é apresentada em 3.12

$$P_{PC} = \frac{P_{PC,ERSE}}{D \times HD \times 1000}, \quad (3.12)$$

onde o significado de cada variável, é:

- P_{PC} - Preço a pagar pela potência contratada, em €/MWh.
- $P_{PC,ERSE}$ - Preço a pagar pela potência contratada, estipulado pela ERSE, em €/kW.mês.
- D - Número de dias do mês em questão.
- HD - Número de horas de cada dia, ou seja 24 horas.

Finalmente, no caso da energia ativa, uma vez que esta já se apresenta em €/kWh, é necessário somente proceder à divisão deste valor por mil unidades, por forma a obter o desejado valor em €/MWh.

De realçar que, apesar de na figura 3.2 se apresentar um custo a aplicar pela energia reativa, para os modelos estudados nesta Dissertação, esta não foi considerada pois trata-se de modelos para consumos de energia ativa, diretamente passíveis de regular pelo consumidor.

Por último, é necessário calcular o custo médio de acesso à rede (30). Como os preços estipulados pela ERSE são publicados anualmente, este corresponde a um custo médio anual. Para o seu cálculo, é necessário saber quanto é que atualmente se paga, em cada hora, pelo acesso à rede. Este custo depende essencialmente do conhecimento do período em que se está (inverno ou verão) e, posto isto, qual é o período horário correspondente, por forma a saber como é considerada cada hora (ponta, cheia, vazio normal ou super vazio). Sabendo estas informações, o custo de acesso à rede horário é dado pela soma do custo da potência de ponta, caso se esteja numa hora considerada de ponta (equação 3.11) com o custo da potência contratada (equação 3.12) e com o custo da energia ativa referente ao período horário correspondente. No final deste cálculo, tem-se então, para cada hora, qual o valor que se paga atualmente pelo uso das redes. Para proceder ao cálculo do \overline{CAR} , utiliza-se a equação 3.13, adaptada ao nível de tensão pretendido.

$$\overline{CAR}_{BT} = \frac{\sum(CAR_{h,BT})}{NDA}, \quad (3.13)$$

onde o significado de cada variável, é:

- \overline{CAR}_{BT} - Custo médio de acesso às redes de BT, em €/MWh.
- $CAR_{h,BT}$ - Custo horário de aceso às redes de BT, em €/MWh.
- NDA - Número de dias do ano em questão.

Tal como já mencionado, esta metodologia é aplicada a qualquer nível de tensão, tendo em consideração que deve-se usar os valores estipulados pela ERSE correspondentes ao nível de tensão em estudo.

Com o desenvolvimento deste conceito, foi então possível conceber um modelo de tarifas dinâmicas completo para as tarifas do uso das redes que, para o caso de clientes que recebam a energia em baixa tensão, é dado pela equação 3.14 e está esquematizado na figura 3.3.

$$TUR_{h,BT} = TURT_{h,AT} + TURD_{h,AT} + TURD_{h,MT} + TURD_{h,BT}, \quad (3.14)$$

onde se tem que:

- $TUR_{h,BT}$ - Tarifa horária do uso das redes de baixa tensão, em €/MWh.
- $TURT_{h,AT}$ - Tarifa horária do uso da rede de Transporte AT, em €/MWh.
- $TURD_{h,AT}$ - Tarifa horária do uso da rede de Distribuição AT, em €/MWh.
- $TURD_{h,MT}$ - Tarifa horária do uso da rede de Distribuição MT, em €/MWh.
- $TURD_{h,BT}$ - Tarifa horária do uso da rede de Distribuição BT, em €/MWh.

3.2.2 Modelos de Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais segundo a visão do sistema

Nos modelos em que é tida em consideração a visão do sistema, tentou-se fazer com que os preços finais horários a pagar pela energia elétrica consumida, enviassem um sinal que retratasse de forma **clara e real** os custos que, a cada hora, o sistema acarreta com a produção, transporte e distribuição de energia. Este sinal permite ao cliente poder adaptar o seu consumo mediante os preços de eletricidade, levando isto a um *Win-Win*, pois, através da resposta do consumidor este consegue uma diminuição da fatura energética e o sistema consegue uma redução nos custos com as diferentes atividades.

Para o desenvolvimento destes modelos, foi usado como base o modelo criado por Espanha para o cálculo do *PVPC*, já detalhado na secção 3.1, adaptando este ao caso particular de Portugal, por forma a que as necessidades tarifárias de Portugal continental sejam satisfeitas. Inicialmente, foi estudada simplesmente a adaptação modelo espanhol para o caso tarifário apresentado hoje em dia e, numa fase posterior, foram sendo realizadas alterações consideradas importantes e coerentes, de maneira a conseguir enviar os sinais corretos aos consumidores. De uma forma resumida, os modelos estudados apresentam a seguinte fórmula geral:

$$TF_{h,BT} = (TE_h + TA_h + TC_h) \times perdas_h, \quad (3.15)$$

onde o significado de cada variável é:

- TF_h - tarifa horária de Venda a Clientes Finais, em €/MWh.
- TE_h - Tarifa horária de energia, em €/MWh.
- TA_h - Tarifa horária de acesso às redes, em €/MWh.
- TC_h - Tarifa horária de comercialização, em €/MWh.
- $perdas_h$ - Valor horário de ajustamento das perdas, adimensional.

Começando pelo mais simples modelo desenvolvido, apresenta-se na figura 3.5 o esquema correspondente a este.

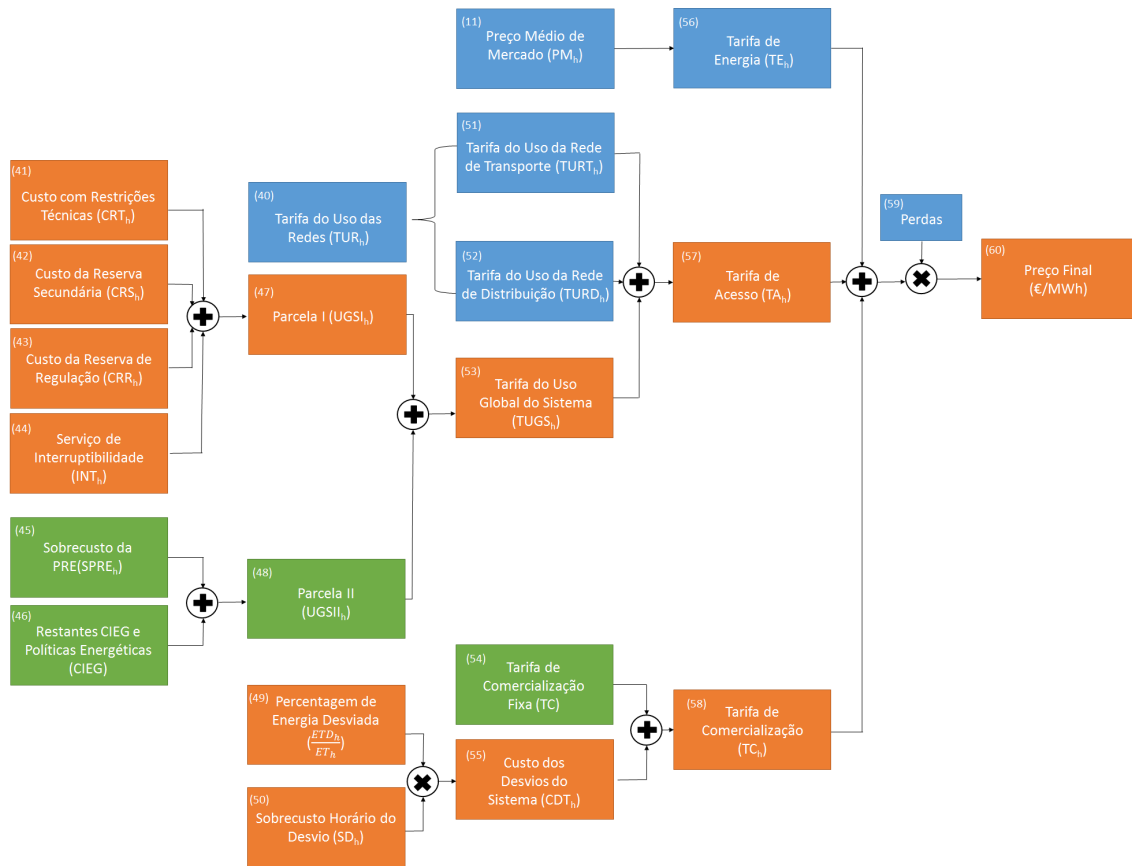


Figura 3.5 – Diagrama de blocos exemplificativo do modelo simples de tarifa dinâmica de venda a clientes finais, para baixa tensão

O bloco apresentado na figura 3.5 com o índice (59), representa a componente apresentada na equação 3.15 como $perdas_h$ que é calculada pela fórmula apresentada pela ERSE no documento "Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações" [10] que, para o caso de baixa tensão, é dada pela equação 2.1, já apresentada em 2.1.2.2, sendo que os valores das perdas são disponibilizados, anualmente pela entidade reguladora, numa base de 15 minutos.

A tarifa de energia (56) é calculada através do mesmo método usado no *PVPC*, ou seja, realizando uma média entre os preços do mercado diário e os do mercado intradiário (11), recorrendo à equação 3.4 sendo que, neste caso, a energia a utilizar é a energia total transacionada em Portugal. Usou-se esta fórmula pois considerou-se que o preço de mercado é suficiente para enviar os sinais corretos correspondentes aos custos de produção de energia elétrica, não sendo necessária a introdução de nenhum outro sinal.

No caso da tarifa de acesso às redes (57), esta é, tal como apresentado na figura, calculada através de:

$$TA_h = TURT_h + TURD_h + TUGS_h, \quad (3.16)$$

sendo que, a tarifa do uso da rede de transporte (51) e a tarifa do uso da rede de distribuição (52) correspondem à tarifa dinâmica do uso das redes (40), já desenvolvida na subsecção 3.2.1.

No caso da tarifa do uso global do sistema (53), tal como mostra o diagrama da figura, esta é dada pela soma de duas parcelas distintas: A parcela I - UGS I - (47), responsável por recuperar os custos com a gestão do sistema e a parcela II - UGS II - (48), responsável por recuperar os custos associados aos CIEG e política energética, ou seja:

$$TUGS_h = UGSI_h + UGSII_h. \quad (3.17)$$

Estas componentes são responsáveis pela segurança e estabilidade do sistema mencionada no tópico 2 apresentado em 1.1.

Como é de esperar, o sistema não se comporta sempre da mesma forma ao longo do tempo nem apresenta sempre os mesmos problemas de estabilidade e segurança. Por isso mesmo é que existe um mercado de derivados responsável por garantir a estabilidade do mesmo, hora a hora, resolvendo problemas de restrições técnicas e outros serviços do sistema. Como o valor destas componentes vai variando, também o custo que estas acarretam para o sistema sofre variações e, conseqüentemente, o custo a alocar aos clientes devido a estas componentes deverá também variar. No sistema tarifário atual isto não acontece, uma vez que se paga um valor fixo pela tarifa do uso global do sistema, independentemente da hora do dia. A pensar nessa lacuna, o modelo aqui exposto apresenta valores horários da Parcela I da TUGS, fazendo com que seja possível enviar um sinal ao consumidor mais correto relativamente aos custos reais neste campo. Assim, a UGS I é dada por:

$$UGSI_h = CRT_h + CRS_h + CRR_h + INT_h, \quad (3.18)$$

sendo estes quatro componentes equivalentes aos do preço médio de ajuste do sistema ($PMAS_h$) apresentado em 3.1 aquando do estudo do PVPC, com o seguinte significado:

- CRT_h (41) - Custo com a resolução das Restrições Técnicas do sistema, em €/MWh, identificadas no Programa Diário Base de Funcionamento (PDBF).
- CRS_h (42) - Custo com a Regulação Secundária, em €/MWh, que tem como objetivo controlar o desvio da interligação com Espanha em relação ao programado e colaborar na manutenção da frequência conjunta.
- CRR_h (43) - Custo com a Reserva de Regulação (ou Reserva Terceária), em €/MWh, que tem como objetivo restituir a reserva secundária ou, em caso de necessidade, juntar-se a esta para assegurar a estabilidade do sistema.
- INT_h (44) - Custo com o serviço de interoperabilidade do sistema, em €/MWh.

Como é de fácil compreensão, não é possível obter os valores destas componentes numa fase anterior à altura em que as mesmas acontecem e, por isso mesmo, para que seja possível calcular os preços para o dia $n+1$ no dia n , é necessário recorrer a uma previsão dos valores que estas

componentes de custo irão apresentar a cada hora do dia seguinte. Esta estimativa terá que ser realizada pelo operador do sistema de Portugal, a REN, e publicada durante a tarde do dia n . Caso se conclua que existem parâmetros em que não é necessário recorrer a previsão e que esse valor pode ser fixo, a ERSE deve estipular esse mesmo valor e este ser aprovado pelo governo português. No entanto, para o estudo deste modelo, supõe-se que todos estes valores seriam obtidos através de previsão.

No caso da Parcela II - UGS II - (48), recorre-se à soma dos sobrecustos a amortizar devido aos CIEG e política energética, que engloba os sobrecustos da produção em regime especial (PRE), os contratos de aquisição de energia, entre outros, tal como se pode observar na figura 2.6 apresentada em 2.1.2.2, sendo estes valores atualmente fixos e constantes ao longo do tempo, durante o período de um ano. Para o cálculo desta parcela foram consideradas duas versões alternativas: considerando a divisão dos sobrecustos por níveis de tensão tal como a ERSE apresenta no Quadro 4-11, do documento [9] ou, em alternativa, considerar os valores totais desse mesmo quadro, e realizar a divisão dos custos alocados a cada nível de tensão de igual forma.

Caso se escolha a primeira opção acima mencionada, a forma de calcular qual o valor fixo a pagar para o caso de clientes em baixa tensão hora a hora, pela parcela II da TUGS é dado por:

$$UGSII_{h,opção1} = \frac{SPRE_{BT} + CIEG_{BT}}{E_{ConsumoAnualEstimado_{BT}}}, \quad (3.19)$$

onde se tem que:

- $UGSII_h$ - Valor fixo da parcela II da tarifa do uso global do sistema, em €/MWh.
- $SPRE_{BT}$ - Valor total do sobrecusto a recuperar pelo nível de tensão BT, correspondente à produção em regime especial, em €/MWh.
- $CIEG_{BT}$ - Valor total dos restantes CIEG a recuperar pelo consumo dos clientes de BT, em €/MWh.
- $E_{ConsumoAnualEstimado_{BT}}$ - Energia total Consumida estimada para o nível de tensão BT, em MWh.

Caso se escolha a opção 2, em que não existe separação por nível de tensão e todos os consumidores pagam o mesmo, independentemente do nível de tensão em que recebem a energia, a forma de cálculo passa para o caso geral, tal como se mostra em 3.20.

$$UGSII_{h,opção2} = \frac{SPRE + CIEG}{E_{ConsumoAnualEstimado}}, \quad (3.20)$$

onde se tem que:

- $UGSII_h$ - Valor fixo da parcela II da tarifa do uso global do sistema, em €/MWh.
- $SPRE$ - Valor total do sobrecusto a recuperar, correspondente à produção em regime especial, em €/MWh.

- *CIEG* - Valor total dos restantes custos de interesse económico geral e política energética a recuperar, em €/MWh.
- *E_{ConsumoAnualEstimado}* - Energia total estimada para todos os clientes de todos os níveis de tensão, em MWh.

Independentemente da opção escolhida, no final de cada ano, procede-se ao cálculo dos novos valores de sobrecustos a amortizar e, conseqüentemente, a atualização do valor da parcela II da tarifa do uso global do sistema.

Para a tarifa de comercialização (58), tem-se um valor fixo (54), em €/MWh, estipulado anualmente pela ERSE, para o caso de clientes do mercado regulado, somado ao valor a pagar pelos desvios totais de energia que o sistema apresente (55). Os desvios de energia correspondem à variação que existe entre a energia programada e a energia consumida na realidade, ou seja, o desvio acontece quando a energia consumida é diferente da energia programada. Esta componente está também diretamente relacionada com o tópico de segurança e estabilidade do sistema, pelo que fará todo o sentido passar a ter variação horária.

$$Desvio_h = E_{consumida} - E_{programada}. \quad (3.21)$$

Segundo a equação 3.21, quando acontece um desvio por excesso, isto é, quando a energia consumida é superior à energia programada, o valor de $Desvio_h$ é positivo. Quando acontece o contrário, ou seja, quando há um desvio por défice, sendo isto referente a um valor de energia programada superior ao valor de energia consumida, o valor de $Desvio_h$ será negativo. Quando estas duas energias se igualam, não existirá desvio a considerar.

O OS publica, para cada hora, o sobrecusto unitário a pagar pelos desvios, em €/MWh. O custo que o consumidor terá que pagar pelos desvios é proporcional à percentagem do desvio relativamente ao valor total da energia comprada para essa hora, isto é:

$$CDT_h = \frac{EDT_h}{ET_h} \times SD_h, \quad (3.22)$$

onde se tem que:

- CDT_h (55) - Custo dos desvios totais horários do sistema, em €/MWh.
- EDT_h (Dividendo de 49)- Energia horária total desviada no sistema (para todos os comercializadores), em MWh.
- ET_h (Divisor de 49)- Energia horária total comprada no sistema, em MWh.
- SD_h (50)- Sobrecusto horário unitário dos desvios, em €/MWh.

Tal como é fácil de perceber, o valor do desvio horário não é conhecido numa fase prévia. Devido a isso, tal como acontecia para a UGS II, os valores para os custos dos desvios terão que ser previstos e disponibilizados pela REN no dia anterior para cada hora do dia seguinte.

Estando este modelo completo, o estudo seguinte debruça-se sobre os restantes tópicos apresentados em 1.1, ainda não mencionados neste capítulo: variabilidade da produção através de fontes renováveis (que reduz a estabilidade do sistema) e redução do impacto ambiental. Por isso mesmo, decidiu-se desenvolver, para a componente do sobrecusto da PRE, um método que permitisse um envio de um sinal muito particular: Como se sabe, a produção de energia através de fontes renováveis acarreta um maior custo para o OS e, para além disso, a imprevisibilidade e grande variabilidade que elas apresentam fazem com que, em grande escala, possam por em causa a estabilidade do sistema. No entanto, estas fontes são cruciais para a garantia da sustentabilidade energética do mundo e, neste caso, de Portugal em particular e são a base para a redução das emissões de poluentes para a atmosfera que é cada vez mais um tópico de interesse geral. Assim sendo, considerou-se importante o estudo de uma metodologia que permitisse incentivar os clientes a aumentar o seu consumo nas horas em que a PRE apresente uma percentagem considerável na satisfação do consumo.

A questão que se levanta é: Como fazê-lo? Caso se colocasse, nas horas de maior produção em regime especial, o preço da energia a variar conforme os custos de produção da mesma, significaria que, quando a PRE apresentasse um valor muito elevado, os preços da eletricidade também subiriam, o que supostamente levaria a uma resposta do cliente no sentido de reduzir o seu consumo, ou seja, uma resposta contrária à pretendida. Assim, é necessário inverter o sinal a enviar por forma a tentar conseguir uma resposta, também ela invertida, do consumidor. Tendo isso em consideração, desenvolveu-se um método de alocar o sobrecusto referente à PRE tendo em conta o papel que esta apresenta na satisfação do consumo, ou seja, tendo em conta o rácio entre a energia produzida em regime especial e a energia total consumida. Através do uso deste quociente é possível que, quando existir grande penetração de renováveis e o consumo seja demasiado reduzido comparado com essa penetração, os preços da energia elétrica sofram uma descida, incentivando os consumidores a aumentar o seu consumo, levando isto a um equilíbrio do sistema. Por outro lado, caso se aumente o consumo nessas horas de maior penetração, está-se também a garantir um maior consumo de energia verde, levando a uma redução das emissões de poluentes, tal como pretendido, evitando-se ainda a necessidade de exportação de energia renovável a preço inferior ao custo de produção. Adicionalmente poderá desta forma incentivar-se o armazenamento hídrico a estas horas em vez de armazenar energia importada.

Para este estudo foi estipulado, inicialmente, que o sinal a desenvolver apresenta igualdade de preços para todos os níveis de tensão, ou seja, o valor a pagar pelo sobrecusto da PRE seguirá a opção 2 explicada acima, para a UGS II. Numa fase posterior, no capítulo 4, será analisada a implicação desta escolha, assim como os resultados que se poderiam obter caso esta igualdade de níveis de tensão não se verificasse mas, para já, considera-se que todos os níveis de tensão pagariam o mesmo.

Em primeiro lugar, é necessário realizar o cálculo semelhante ao da equação 3.20 mas, neste caso, considerando somente o valor de sobrecusto a recuperar referente à produção em regime

especial para, com isso, saber qual o valor médio, em €/MWh, tal como se apresenta em 3.23.

$$\overline{SPRE}_h = \frac{SPRE}{E_{ConsumoAnualEstimado}}, \quad (3.23)$$

onde o significado de cada variável é:

- \overline{SPRE}_h - Sobrecusto médio da produção em regime especial, em €/MWh.
- $SPRE$ - Sobrecusto total da produção em regime especial a recuperar num determinado ano, em €.
- $E_{ConsumoAnualEstimado}$ - Energia total estimada para todos os clientes de todos os níveis de tensão, em MWh.

Após o cálculo do valor médio de sobrecusto de PRE, é escolhido um valor máximo de variação desta componente, Δ , que é responsável por aumentar/reduzir o valor a pagar pelo sobrecusto da PRE, segundo o esquema da figura 3.6. Este valor é otimizado por forma a que o valor total estimado recuperado através deste sobrecusto seja igual ao valor de sobrecusto a recuperar estipulado pela ERSE.

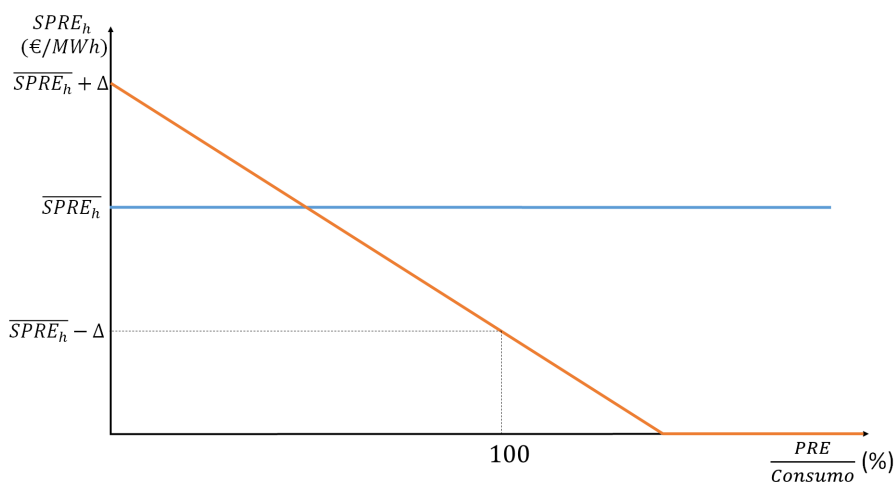


Figura 3.6 – Função desenvolvida para enviar um sinal acerca da PRE aos consumidores

Segundo a figura 3.6, que retrata o sinal desenvolvido, quando o quociente entre a previsão de PRE sobre a previsão de consumo for muito elevado, significando isto que a produção em regime especial apresenta, nessa hora, uma importância bastante significativa na satisfação do consumo, o valor horário a pagar pela componente de sobrecusto da PRE vai reduzindo, de acordo com uma reta até, no mínimo, o valor a pagar por esta componente ser nulo. Por outro lado, quando o quociente apresentar valores muito reduzidos, ou seja, quando a PRE apresentar pouca importância na satisfação do consumo, o valor a cobrar por esta componente vai aumentando, até um máximo de valor igual a $\overline{SPRE}_h + \Delta$, acontecendo este valor quando o quociente apresenta valor nulo.

Para conseguir aplicar o sinal acima explicado, é necessário calcular dos parâmetros m e b da reta correspondente, que pode ser dada pela equação 3.24.

$$SPRE_h = m \times \frac{PRE_{h,estimada}}{E_{h,ConsumoEstimado}} + b, \quad (3.24)$$

onde se tem:

- $SPRE_h$ - Sobrecusto horário da produção em regime especial, em €/MWh.
- m - declive da reta do sinal desenvolvido.
- $PRE_{h,Estimada}$ - produção em regime especial horária estimada, em MWh.
- $E_{h,ConsumoEstimado}$ - Energia horária consumida para todos os clientes de todos os níveis de tensão, em MWh.
- b - Valor da ordenada para o qual a coordenada apresenta valor nulo.

O declive da reta pode ser calculado usando dois pontos conhecidos da mesma que, neste caso são $P_1 = (0; \overline{SPRE_h} + \Delta)$ e $P_2 = (1; \overline{SPRE_h} - \Delta)$.

$$m = \frac{(\overline{SPRE_h} + \Delta) - (\overline{SPRE_h} - \Delta)}{0 - 1} = -2 \times \Delta. \quad (3.25)$$

Tendo o declive m da reta, o valor de b é facilmente calculado através de um dos pontos conhecidos.

$$b = \overline{SPRE_h} - \Delta - (-2 \times \Delta) * 1 = \overline{SPRE_h} + \Delta. \quad (3.26)$$

Então, o sinal a aplicar, em €/MWh, para cada hora do dia, é dado por:

$$SPRE_h = (-2 \times \Delta) \times \frac{PRE_{h,estimada}}{E_{h,ConsumoEstimado}} + \overline{SPRE_h} + \Delta. \quad (3.27)$$

Este valor a pagar pelo sobrecusto da produção em regime especial passa a ser dinâmico, com variação horária e permite enviar um sinal ao consumidor para incentivar o aumento do consumo nas horas em que o rácio entre a PRE e o consumo é elevado. Assim, caso os consumidores reajam da maneira esperada, poderão conseguir reduzir a fatura de eletricidade mensal e, ao mesmo tempo, garante-se uma maior estabilidade do sistema e um melhor aproveitamento da produção em regime especial. Na figura 3.7 é apresentada a aplicação deste sinal para uma semana completa, por forma a ser possível a compreensão do modo de funcionamento do mesmo. Para isso é apresentado, no eixo primário o sobrecusto horária da PRE (a laranja), o sobrecusto médio semanal da PRE (a azul) e, no eixo secundário, o rácio horário entre PRE e o consumo. Tal como se observa, o sinal desenvolvido afeta, da forma pretendida, o sobrecusto horário referente à produção em regime especial.

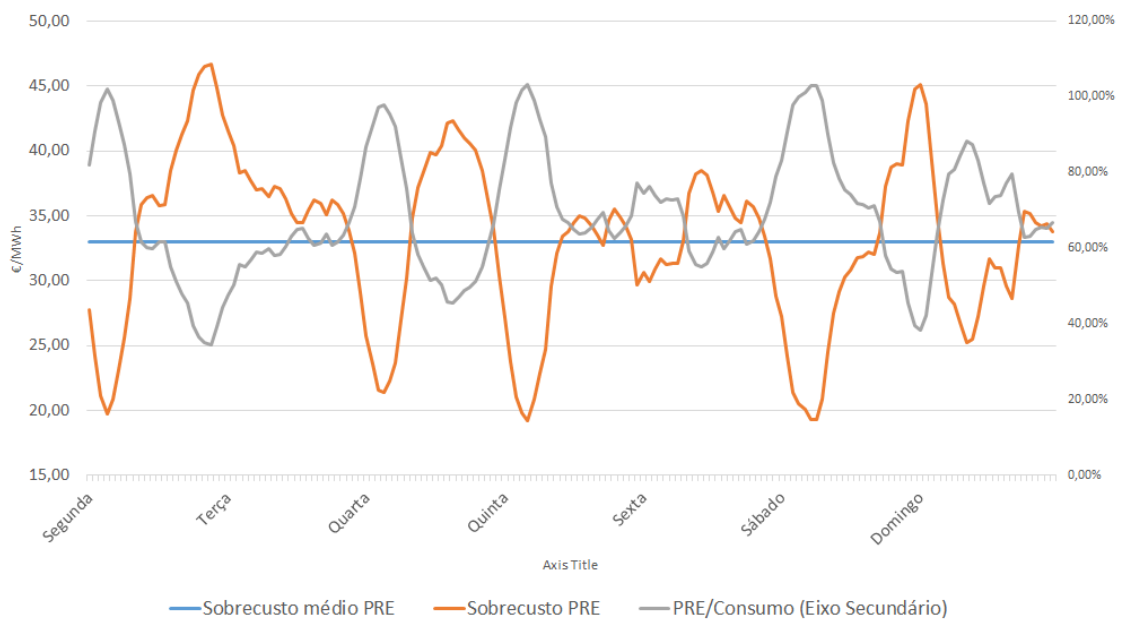


Figura 3.7 – Exemplo da aplicação do sinal desenvolvido associado ao sobrecusto da PRE

Em jeito de resumo, os modelos desenvolvidos são idênticos, à exceção do sobrecusto da PRE que, no primeiro se mantém constante ao longo das horas, não enviando sinais ao consumidor e, no segundo, apresenta variação horária mediante o rácio já acima mencionado. Face ao esquematizado na figura 3.5, o sinal aqui desenvolvido vem atuar sobre o bloco (45) correspondente ao sobrecusto da PRE, que passará a ser uma componente dinâmica e que levará à passagem da parcela II da TUGS, anteriormente constante, para uma parcela também ela dinâmica.

3.2.3 Modelos de Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais segundo a visão do comercializador

O modelo desenvolvido segundo a visão do comercializador tem como principal objetivo enviar, para o consumidor, um sinal real que corresponda aos custos que um comercializador acarreta aquando da compra e venda de energia elétrica. Quando comparado com os modelos apresentados em 3.2.2, a única componente que se mantém inalterada é a da tarifa de acesso, uma vez que essa é paga de igual forma nas duas visões. O mesmo já não acontece quando se fala das tarifas de energia e de comercialização, tal como se pode observar na figura 3.8 que apresenta o diagrama de blocos do modelo em estudo. De notar que na figura abaixo, o componente correspondente ao sobrecusto da PRE se apresenta como variável horária mas, no capítulo 4 serão apresentados os resultados para ambos os casos (com e sem esse componente variável horária).

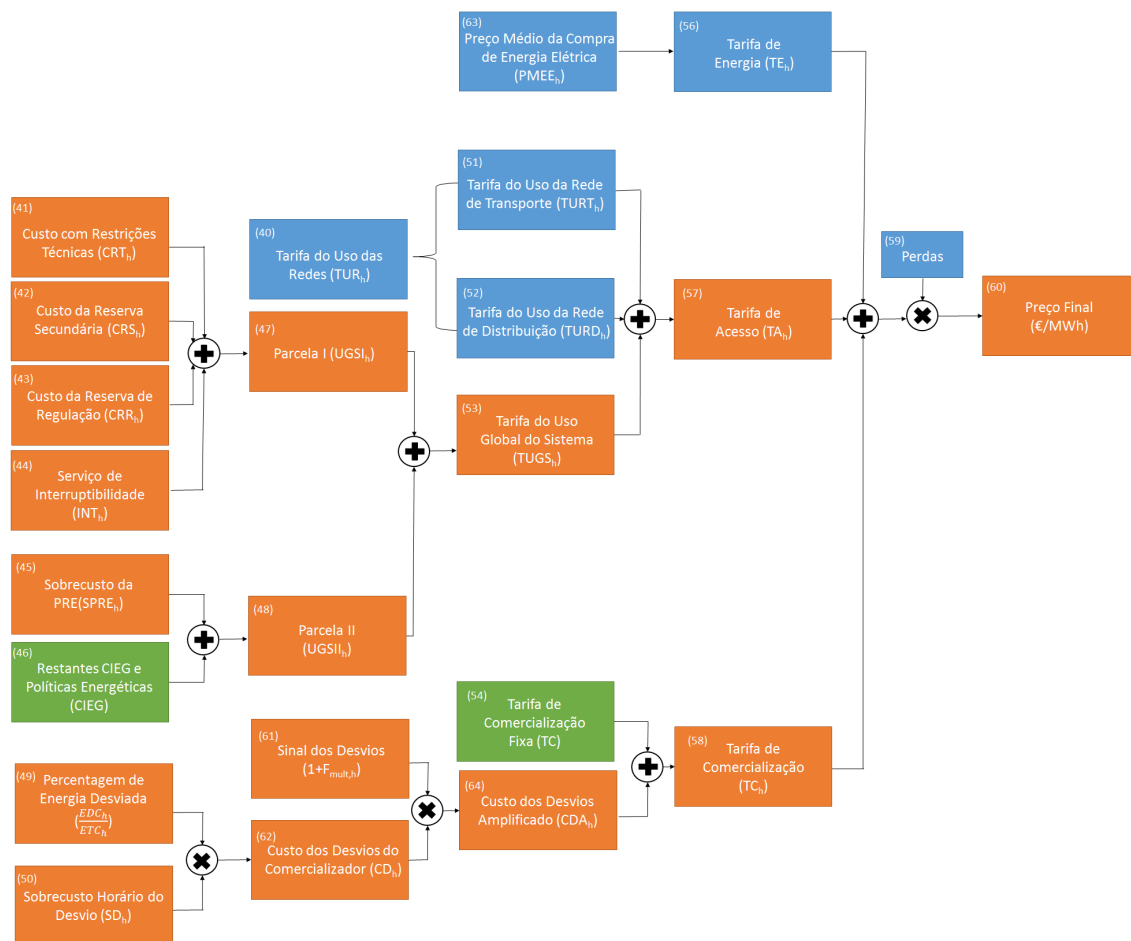


Figura 3.8 – Diagrama de blocos exemplificativo do modelo completo de tarifa dinâmica de venda a clientes finais, para baixa tensão, segundo a visão do comercializador

Quando se fala da tarifa de energia (56), fala-se na componente responsável por recuperar os custos referentes à compra e venda de energia elétrica e, por isso mesmo, quando se pretende enviar sinais segundo a visão do comercializador, a simples utilização dos preços do mercado SPOT de eletricidade não são suficientes, uma vez que, muitas vezes, o comercializador adquire energia elétrica através de contratos de longo prazo. Por isso mesmo, a tarifa de energia é dada pelo preço médio de compra de energia elétrica, $PMEE_h$ (63) que corresponde a uma média equilibrada (equação 3.28) dos preços de mercados praticados (tanto SPOT como contratos futuros e bilaterais).

$$PMEE_h = \frac{PMD_h \times EMD_h + PMI_{h,1} \times EMI_{h,1} + PF_h \times EF_h}{EMD_h + EMI_{h,1} + EF_h}, \quad (3.28)$$

onde o significado de cada variável é apresentado abaixo.

- $PMEE_h$ - Preço médio de compra da energia elétrica, para a hora h , em €/MWh;
- PMD_h - Preço do mercado diário, para a hora h , em €/MWh;
- EMD_h - Energia total de transação em Portugal no mercado diário, para a hora h , em €/MWh.
- $PMI_{h,1}$ - Preço do mercado intradiário, para a hora h , sessão 1, em €/MWh.
- $EMI_{h,1}$ - Energia total de transação em Portugal no mercado intradiário, para a hora h , sessão 1, em €/MWh.
- PF_h - Preço dos contratos futuros e bilaterais já adquiridos para aquele dia específico, em €/MWh.
- EF_h Energia total comprada através dos contratos de futuros e bilaterais, em MWh.

Através desta fórmula é possível então obter um preço médio de compra de energia elétrica que espelha a realidade da visão do comercializador. No entanto, não é possível conhecer qual a energia total transacionada em contratos de longo prazo (futuros e bilaterais) e, por isso mesmo, não é possível aplicar diretamente a fórmula mencionada em 3.28. Por isso mesmo, foi estudado o peso de cada tipo de mercado no preço da tarifa de energia, chegando então à seguinte aproximação (utilizada nas simulações efetuadas) em percentagem, da influência de cada um deles:

$$PMEE_h \simeq 0,8 \times PMD_h + 0,05 \times PMI_h + 0,15 \times PF_h. \quad (3.29)$$

Estando encerrada a TE, é necessário agora perceber como é que se comporta a tarifa de comercialização neste modelo. Esta tarifa tem um peso pouco significativo no preço final de energia elétrica mas, independentemente disso, é importante que o comercializador consiga passar para o consumidor a informação correta dos custos que acarreta com a sua atividade. Assim sendo, tal como já tinha acontecido nos modelos estudados em 3.2.2, existe um valor a pagar pelos desvios obtidos. No entanto, neste caso em específico, não se trata dos desvios totais do sistema como um todo mas sim dos desvios que aquele comercializador em particular obtém a cada hora (62). Assim sendo, para realizar o cálculo do custo dos desvios do comercializador, aplica-se a equação 3.22, realizando somente alterações às variáveis correspondentes à energia que agora passam a ser específicas do comercializador em questão, tal como se pode observar em 3.30.

$$CD_h = \frac{EDC_h}{ETC_h} \times SD_h, \quad (3.30)$$

onde se tem que:

- CD_h (55) - Custo dos desvios horários do comercializador, em €/MWh.
- EDC_h (Dividendo de 49)- Energia horária do desvio do comercializador, em MWh.
- ETC_h (Divisor de 49)- Energia horária comprada pelo comercializador, em MWh.
- SD_h (50)- Sobrecusto horário dos desvios, em €/MWh.

Caso se queira apresentar um modelo simples que retrate a visão do comercializador, seria utilizado o modelo acima apresentado. No entanto, decidiu-se ir mais longe e amplificar ainda mais o sinal da componente que mais influencia custos dos comercializadores: os desvios de energia. E como é que os comercializadores pretendem que os consumidores reajam perante os desvios? Como apresentado na equação 3.21, o desvio é a diferença entre a energia consumida e a programada ou seja, caso o desvio apresente um valor positivo (por excesso), isto é, caso a energia consumida seja superior à energia programada, o comercializador não consegue garantir a satisfação de todo o consumo. Nestes casos, é do interesse deste que os clientes reduzam o consumo, de maneira a aproximar o desvio de zero. Por outro lado, se acontecer um desvio por défice, existe pouco consumo quando comparado com a programação realizada pelo comercializador. Aqui, o interesse é enviar um sinal no sentido de incentivar o aumento do consumo. Com esta intenção, foi estudado o sinal dos desvios que, através de um fator multiplicativo variável de hora a hora, faz com que o preço a pagar pelos desvios aumente ou diminua, consoante o desvio que se prevê que vá acontecer, criando assim uma componente de custo de desvios amplificado (64), que é dada pela equação 3.31.

$$CDA_h = CD_h \times (1 + F_{mult,h}), \quad (3.31)$$

em que se tem que:

- CDA_h (64)- Custo dos desvios horários amplificado, em €/MWh.
- CD_h (62) - Custo dos desvios horários do comercializador, em €/MWh.
- $F_{mult,h}$ - Fator multiplicativo, adimensional, que varia conforme a figura 3.9.

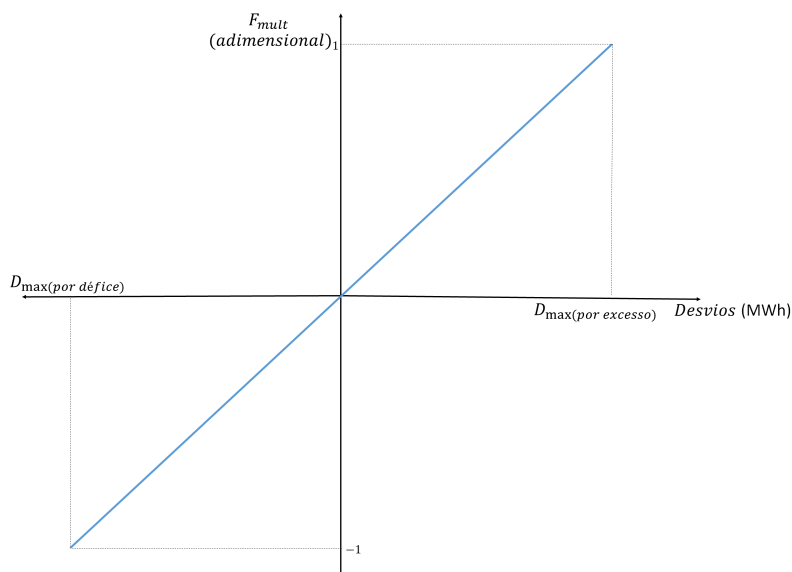


Figura 3.9 – Método desenvolvido para enviar um sinal correspondente aos desvios de energia de um comercializador

Este fator multiplicativo varia entre 1 e -1 por forma a garantir que o custo dos desvios amplificado nunca é superior ao dobro do custo real a pagar pelos desvios ou nunca passa abaixo de zero, para que o sinal enviado não seja prejudicial para o comercializador nem para o consumidor mas que seja um incentivo ao aumento da resposta dinâmica dos clientes.

Como se observa pela figura, quando o desvio acontece por excesso, o fator multiplicativo aumenta, até um máximo de 1 unidade, fazendo isto com que o preço a pagar pelos desvios sofra um ligeiro aumento, enviando um sinal no sentido de redução do consumo. Quando o contrário acontece, o sinal enviado é no sentido de redução do preço da energia elétrica, tentando incentivar a um ligeiro aumento do consumo. Na figura 3.10 é apresentado o exemplo do sinal desenvolvido aplicado a uma semana completa, onde está representado o custo dos desvios sem o sinal, o mesmo custo já com a soma do fator multiplicativo e, no eixo secundário, o desvio de energia de um comercializador. Aqui observa-se que, quando o desvio de energia é próximo de zero, o custo de desvio mantém-se praticamente inalterado mas, por outro lado, quando o desvio apresenta valores negativos bastante altos, os custos de desvios com amplificação reduzem o seu valor, por forma a enviar um sinal de incentivo ao consumo para os clientes. No capítulo 4, será analisada a influência deste sinal no preço final da tarifa de energia elétrica e retiradas as devidas conclusões.

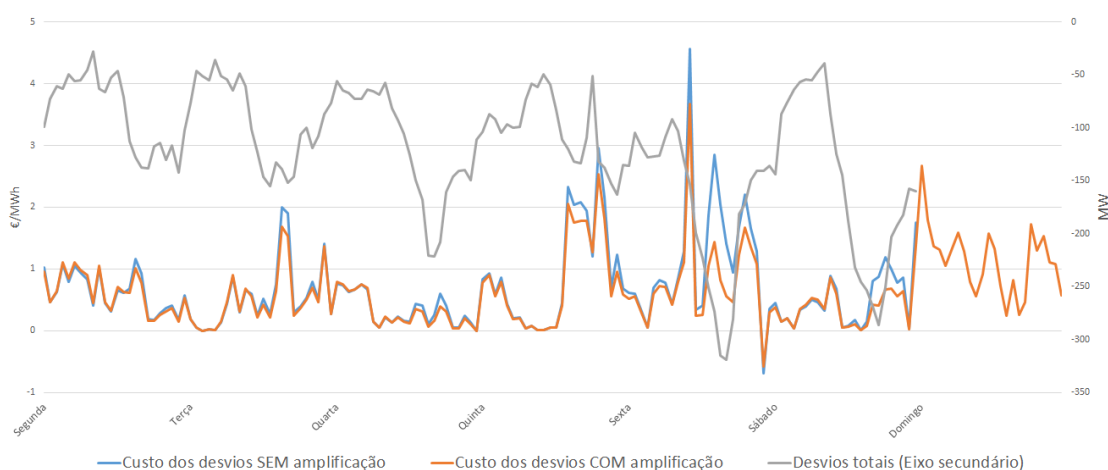


Figura 3.10 – Exemplo do sinal desenvolvido associado aos desvios de energia do comercializador

Através da inclusão deste sinal, obtém-se então um modelo completo de tarifas dinâmicas de venda a clientes finais, aplicando a visão de custos que um certo comercializador apresenta. Por forma a adaptar o modelo a cada comercializador, seria necessário efetuar um estudo sobre os custos que este apresenta e que terão que ser espelhados para o consumidor final.

3.3 Modelo de Tarifas Dinâmicas para a Região Autónoma dos Açores

Tal como já explicado em 2.1.3, a grande diferença entre Portugal continental e as ilhas apresenta-se nos custos de produção de energia elétrica que, no caso das ilhas, não existindo um mercado concorrencial, a aquisição de energia depende unicamente dos custos reais de produção, manutenção e investimento das diferentes tecnologias. No entanto, a tarifa atual consegue espelhar da melhor forma esses custos?

Nesta secção é abordada a metodologia desenvolvida para o caso de estudo da ilha de São Miguel, nos Açores. O sistema de geração de energia Elétrica na ilha em estudo, segundo o *website* da EDA e os dados por esta fornecidos, é constituído por:

- 2 centrais geotérmicas com potência instalada de 29,6 MW.
- 1 parque eólico com 10 aerogeradores de 900 kW de potência instalada.
- 7 centrais de aproveitamento hídrico
- 1 central termoelétrica, cujo combustível é o fuelóleo industrial, constituída por 8 geradores:
 - 4 geradores de potência nominal de 7,7 MW
 - 4 geradores de potência nominal de 16,8 MW

Como é sabido, diferentes formas de geração de eletricidade incorrem em custos significativamente diferentes, tendo em conta o investimento inicial, os custos de operação contínua, de combustível e manutenção. Assim, os custos de produção de energia não são constantes ao longo do tempo, sendo que variam mediante o peso de cada tecnologia na produção total. Para além disso, devido a variados fatores, as centrais termoelétricas apresentam custos de produção bastante elevados sendo que, numa hora em que a produção destas centrais seja elevada, existe um inevitável aumento do custo de produção. Um dos grandes fatores que influencia este elevado custo prende-se ao preço do combustível utilizado nestas centrais, levando a que a sua utilização em larga escala leve à subida irremissível destes custos e a reduzida utilização destas centrais em prol da produção através de renováveis, faz com que aconteça uma redução dos custos.

Atualmente, o valor que se paga pela energia elétrica nas ilhas dos Açores é praticamente constante ao longo das horas de um dia, não sendo então enviado para os consumidores qualquer tipo de sinal que lhes permita perceber quando é que é mais ou menos cara a produção de energia elétrica. Tendo isto por base, decidiu-se centrar o estudo deste modelo nos custos operacionais de produção, mais propriamente nos custos operacionais da central térmica, tornando-os dinâmicos, de forma a enviar para os consumidores um sinal de preço correspondente aos custos reais operacionais em cada hora.

Na figura 3.11 apresenta-se um esboço **não real** do que se pretende desenvolver com o intuito de explicar qual a intenção deste modelo. Do lado esquerdo apresenta-se um esboço de como a tarifa atual se comporta, considerando uma tarifa simples, com um único período tarifário, sendo parte dela correspondente aos custos operacionais de produção da central térmica. Do lado direito apresentam-se estes mesmos custos, variáveis ao longo do tempo, tal como acontece na realidade, somados à restante tarifa constante, resultando disto uma tarifa dinâmica, tal como pretendido.

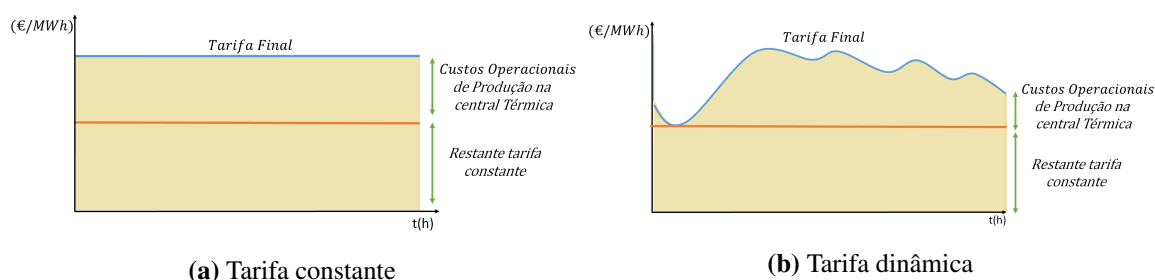


Figura 3.11 – Exemplo **não real** das curvas da tarifa de energia elétrica para a ilha de São Miguel, nos Açores

O que se pretende alcançar com esta metodologia é algo parecido com a figura 3.11b, em que a fração da tarifa de energia correspondente aos custos operacionais de produção térmica passa a ser variável hora a hora, comportando-se da mesma forma que os custos se comportam na realidade.

Inicialmente, para que seja possível o cálculo destes custos, é necessário proceder ao cálculo das curvas específicas de consumo de combustível dos geradores térmicos, através das suas características.

Tal como acima mencionado, os geradores dos grupos 1 a 4 são idênticos e de potência mais reduzida que os geradores dos grupos 5 a 8, também iguais entre si. No entanto, por forma a perceber de que maneira varia o consumo de combustível com o valor da produção, é necessário saber os consumos específicos dos mesmos em, pelo menos, dois regimes de carga. Através dos dados disponibilizados pela EDA, foi possível saber esses consumos em 3 pontos: carga total, 75% da carga e meia carga, tal como se apresenta na tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Características dos geradores da central termoelétrica de São Miguel, Açores

	Grupo 1 a 4	Grupo 5 a 8
Potência Nominal (kW)	7 696	16 820
Consumo Específico (kg/kW)		
100%	0,212	0,205
75%	0,213	0,207
50%	0,222	0,218

Posto isto, é possível proceder ao cálculo das curvas de consumo características para os diferentes geradores, utilizando os três regimes de carga fornecidos.

Para saber qual a potência utilizada em cada regime, é necessário multiplicar o valor da potência nominal de cada gerador pelo valor percentual de cada regime de carga, tal como se apresenta na equação abaixo, para o caso de funcionamento a meia carga, como mero exemplo.

$$P_{50\%} = 50\% \times P_N, \quad (3.32)$$

onde se tem que:

- $P_{50\%}$ - Potência utilizada no funcionamento a meia carga, em kW.
- P_N - Potência nominal do gerador, em kW.

Sabendo o valor da potência e consumo específico para cada um dos regimes, é possível calcular qual o consumo por hora de funcionamento, em kg, para cada um dos regimes de carga, através da equação 3.33 apresentada para o caso de meia carga mas facilmente adaptada a cada regime considerado.

$$Consumo_{50\%} = P_{50\%} \times ConsumoEspecífico, \quad (3.33)$$

onde se tem que:

- $Consumo_{50\%}$ - Consumo de combustível do gerador, em kg.
- $P_{50\%}$ - Potência utilizada no funcionamento a meia carga, em kW.
- $ConsumoEspecífico$ - Consumo Específico do gerador, em kg/kW, para cada 1 hora de funcionamento.

Por último, para obter a equação de consumo de cada gerador, gerou-se uma linha de tendência polinomial de 2ª ordem, através dos 3 pontos conhecidos, para cada tipo de gerador, tendo-se obtido as equações apresentadas no gráfico da figura 3.12. De notar que estas curvas correspondem a valores para cada 1 hora de funcionamento.

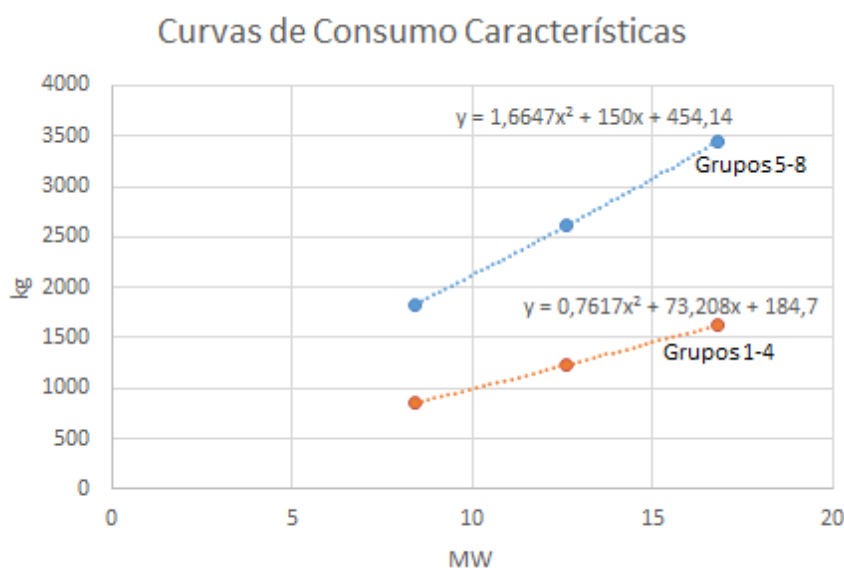


Figura 3.12 – Aproximação das curvas de consumo característico de cada gerador, assim como respetiva equação

De seguida, tendo sido disponibilizados os valores de produção horária de cada grupo da central termoelétrica da ilha de São Miguel, para os meses de janeiro a novembro de 2014, é possível calcular qual o consumo de combustível, em kilogramas, através das equações apresentadas na figura 3.12. Assim, para uma determinada hora, caso o gerador tenha estado ativo, calcula-se o consumo de combustível correspondente, em kg. Se, por outro lado, a produção desse gerador tenha sido nula, o valor de consumo de combustível é, como é óbvio, nulo. Realizando este raciocínio para cada um dos geradores, obtém-se, no final, o valor horário do custo operacional da central, somando os custos horários de cada grupo de geradores. Através deste cálculo, é possível então obter o consumo horário de combustível da central termoelétrica, em kg, assim como a curva característica de consumo da mesma, tal como se observa na figura 3.13.

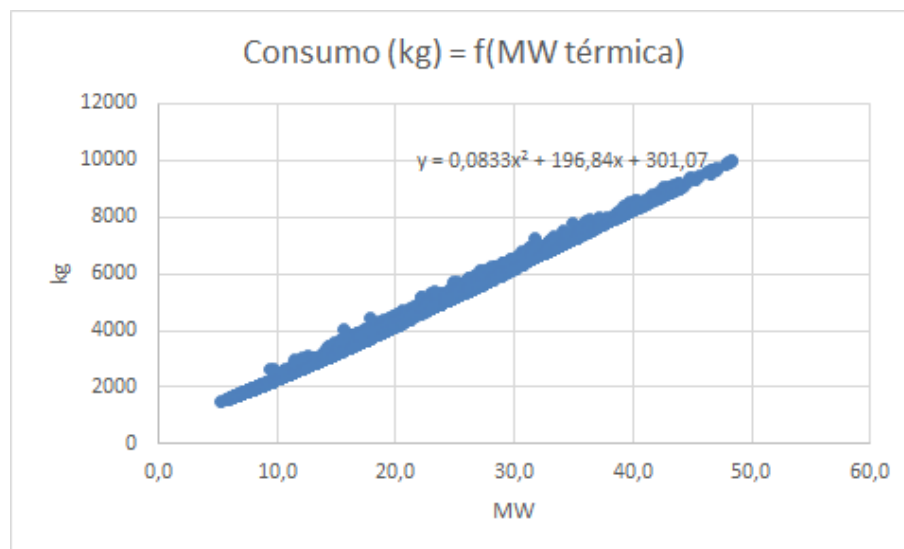


Figura 3.13 – Curva de consumo característico da central termoelétrica, assim como respetiva equação

Obtendo estes valores e conhecendo o preço do fuelóleo, é possível saber qual o custo operacional, em €, da central termoelétrica em questão, para cada hora de funcionamento, sendo necessário, para isso, multiplicar os valores horários de consumo de combustível pelo preço do mesmo, em €/kg, tal como é apresentado na equação abaixo.

$$COP_{h,central} = ConsumoCombustível_h \times Preço_{fuelóleo}, \quad (3.34)$$

onde se tem que:

- $COP_{h,central}$ - Custo operacional de produção horário da central, em €.
- $ConsumoCombustível_h$ - Consumo horário de combustível pela central, em kg.
- $Preço_{fuelóleo}$ - Preço do fuelóleo, praticado na altura do consumo, em €/kg.

Obtendo o custo operacional da central horário e, por forma a ser possível alocar este custo aos consumidores, é necessário que, a cada hora, este seja dividido pelo valor do consumo nessa mesma hora, por forma a obter o valor deste custo, em €/MWh.

$$CDCP_h = \frac{COP_{h,central}}{ConsumoTotal_h}, \quad (3.35)$$

onde:

- $CDCP_h$ - Componente dinâmica do custo operacional de produção horário da central alocado aos consumidores, em €/MWh.
- $COP_{h,central}$ - Custo horário da central, em €.
- $ConsumoTotal_h$ - Consumo total na ilha de S. Miguel, em €/MWh.

Através da equação 3.35, fica então a conhecer-se a parte da tarifa de energia correspondente aos custos operacionais da central térmica alocados à procura de energia elétrica, numa base dinâmica horária.

Posto isto, é necessário agora incorporar este valor na tarifa final de energia, tendo em conta que o preço médio a pagar pelos consumidores e os proveitos obtidos pelo sistema devem ser bastante idênticos. Para isso, é necessário simular a tarifa de venda a clientes finais em vigor nos Açores na altura de cálculo da tarifa dinâmica, para os diferentes níveis de tensão e perceber, através dessa simulação, qual o preço médio pago pelos consumidores e ver qual a percentagem média desse preço que corresponde aos custos acima calculados. Tendo essa informação, o valor da tarifa dinâmica de venda a clientes finais na ilha de São Miguel será dada por:

$$TF_{h,RAA} = CDCP_h + \left(1 - \frac{CDCP_h}{TF_{atual}}\right) \times \overline{TF_{atual}}, \quad (3.36)$$

onde se tem que:

- $TF_{h,RAA}$ - Tarifa final horária da Região Autónoma dos Açores (RAA) - ilha de São Miguel, em €/MWh.
- $CDCP_h$ - Componente dinâmica do custo operacional de produção alocado aos consumidores, em €/MWh.
- $\overline{CDCP_h}$ - Custo central alocado médio para a amostra de valores pretendida, em €/MWh.
- $\overline{TF_{atual}}$ - tarifa de Venda a clientes finais média em vigor para o espaço de tempo e nível de tensão pretendidos, em €/MWh.

Através desta metodologia é possível alcançar uma tarifa variável de hora a hora, que dependa dos custos operacionais da central térmica, tal como será visível no capítulo seguinte, e que faça com que, quando esta central esteja a operar em grande escala, os preços de energia elétrica subam e leve a uma possível redução do consumo.

Para que seja possível a aplicação deste modelo com um dia de antecedência é necessário saber, de antemão, a previsão de produção na RAA para todas as horas do dia seguinte, assim como o preço do fuelóleo nessa altura do ano. Tendo acesso a estes dados e uma vez que as restantes componentes da tarifa continuam a ser reguladas e constantes, é possível proceder a um cálculo, no dia n , dos preços a vigorar no dia $n+1$. As previsões de produção são obtidas com modelos de despacho que por sua vez usam previsões de consumo e previsões de produção eólica. Atualmente estas previsões estão disponíveis online em [48] (otimizado para o *browser Chrome*), sendo um conjunto de ferramentas inovadoras desenvolvidas no âmbito do projeto europeu SINGULAR.

Por fim, é de realçar que se decidiu não alterar as restantes componentes - tarifa de acesso às redes e tarifa de comercialização - devido, fundamentalmente, à falta de dados essenciais à realização deste mesmo estudo.

3.4 Resposta Dinâmica do Consumidor

Através dos modelos desenvolvidos e dos perfis de consumo disponibilizados, é possível efetuar uma análise das consequências da utilização destes modelos dinâmicos considerando a inalteração, por parte dos consumidores, do seu perfil de consumo horário - análise realizada no capítulo seguinte. No entanto, e como é de esperar, este perfil disponibilizado está, por si só, a responder a sinais enviados, dependendo do tipo de tarifa do consumidor, isto é, se o tarifário escolhido por um certo cliente é bi-horário, é de esperar que, nas horas de ponta, os consumos sejam mais reduzidos do que nas restantes horas, para que os clientes consigam reduzir os custos. Assim, para uma correta simulação dos impactos dos tarifários dinâmicos nos diferentes clientes, é necessário simular a possível resposta destes a variações horárias dos preços, tal como tratado nos modelos acima apresentados. Para além disso, e tal como apresentado no esquema do capítulo 1, a utilização ótima de um modelo tarifário dinâmico só poderá ser garantida com a resposta dinâmica por parte dos diferentes consumidores.

Para que seja possível efetuar esta simulação, é necessário conhecer qual a elasticidade dos clientes para alteração do consumo, ou seja, em quanto é que estes estão dispostos a alterar o seu consumo, numa determinada hora, perante uma certa variação do preço de energia elétrica, através da equação 3.37.

$$E_P^Q = \frac{\partial \log P^Q}{\partial \log Q} = \frac{\partial Q^D}{\partial P} \times \frac{P}{Q^D}, \quad (3.37)$$

onde as variáveis têm os seguintes significados:

- E_P^Q - Elasticidade da procura em função do preço, em percentagem.
- P - Preço da eletricidade, em €/MWh;
- Q^D - Quantidade de energia procurada, mediante um preço P , em MWh.

Segundo [49], a elasticidade pode ser dada pelos valores apresentados nas tabelas 3.2a e 3.2b para os clientes de baixa e média tensão, respetivamente.

Tabela 3.2 – Elasticidade horária dos consumidores

(a) Baixa tensão

(b) Média tensão

Elasticidade (%)				Elasticidade (%)			
Hora	Semana	Sábado	Domingo	Hora	Semana	Sábado	Domingo
0	2	2	2	0	2	2	2
1	2	2	2	1	2	2	2
2	1	1	1	2	1	1	1
3	1	1	1	3	1	1	1
4	1	1	1	4	1	1	1
5	1	1	1	5	1	1	1
6	2	1	1	6	2	1	1
7	5	3	3	7	5	3	3
8	5	3	3	8	5	3	3
9	5	7	7	9	5	8	8
10	7	7	7	10	8	8	8
11	7	7	7	11	8	8	8
12	7	7	7	12	8	8	8
13	6	7	7	13	6	7	7
14	6	7	7	14	6	7	7
15	5	5	5	15	5	5	5
16	5	5	5	16	5	5	5
17	5	5	5	17	5	5	5
18	7	7	7	18	8	6	6
19	7	7	7	19	6	6	6
20	7	7	7	20	6	6	6
21	5	6	6	21	6	8	8
22	5	6	6	22	6	8	8
23	5	6	6	23	6	8	8

Como é de esperar, a flexibilidade dos consumidores para alterarem o seu consumo durante os dias da semana e durante os dias do fim-de-semana é diferente e, por isso mesmo, é necessário efetuar essa distinção. Para além disso, esta elasticidade também apresenta valores distintos para os clientes de baixa e média tensão pois, no caso dos clientes de MT, tratando-se muitas vezes de consumidores industriais, com ciclos de produção bem definidos, é-lhes praticamente impossível alterar o consumo. No entanto, podem existir horas em que estes conseguirão apresentar maior elasticidade do que os clientes de baixa tensão. Por essa mesma razão, apresenta-se na tabela 3.2 as duas possibilidades de elasticidade. É ainda de realçar que esta elasticidade, em percentagem, se refere a variações no preço de 10%, ou seja, por cada variação do preço em 10%, os consumidores estão dispostos a alterar o seu consumo em X%, sendo X o valor apresentado nas tabelas para a hora e dia da semana correspondentes. De notar ainda que a alteração do consumo efetuada pelo consumidor é inversamente proporcional à variação do preço, isto é, se o preço numa determinada hora aumenta em 10%, o cliente está disposto a reduzir em X% o seu consumo. Se, por outro lado, a variação do preço, nessa mesma hora, for no sentido de redução do mesmo, a elasticidade de X% dá-nos a percentagem da flexibilidade do consumidor em aumentar o seu consumo.

Por forma a que a simulação da resposta do consumidor ao preço dinâmico seja imparcial, isto é, não inclua nenhum indício de resposta a outro tipo de sinal anterior, é necessário efetuar uma uniformização dos valores de consumos disponibilizados, isto é, calcular qual o consumo de

cada consumidor, considerando que pagariam uma tarifa única e constante ao longo do tempo. Para isso, é necessário efetuar o cálculo do preço médio a pagar pela energia elétrica, no caso dos dois tipos de consumidores: MT e BT. Abaixo apresenta-se a fórmula a utilizar para este cálculo, considerando o caso de clientes de baixa tensão.

$$\overline{TF_{BT,atual}} = \frac{\sum(TF_{h,BT,atual})}{n^{\circ}horasdaamostra}, \quad (3.38)$$

onde o significado de cada variável, é:

- $\overline{TF_{BT,atual}}$ - Valor médio da tarifa atual para clientes de baixa tensão, em €/MWh.
- $TF_{h,BT,atual}$ - Valor horário da tarifa atual para clientes de baixa tensão, em €/MWh.
- $n^{\circ}horasdaamostra$ - Número de horas da amostra na qual se está a efetuar a simulação. Se se tratar de um ano completo normal, serão $365dias \times 24horas/dia$, ou seja, 8760 horas.

Após o cálculo do valor médio da tarifa, é calculada a primeira variação do preço, $\Delta P1_h$, em percentagem, através da equação 3.39.

$$\Delta P1_h = \frac{TF_{h,BT,atual} - \overline{TF_{BT,atual}}}{\overline{TF_{BT,atual}}}, \quad (3.39)$$

onde o significado de cada variável já foi apresentado acima.

Através desta equação, quando o valor da tarifa média for superior ao valor da tarifa atual horária, a percentagem de variação do preço é negativa. Quando, por outro lado, o valor médio da tarifa for inferior ao seu valor horário, a variação do preço apresentará um valor positivo. Para situações em que ambas as tarifas apresentarem o mesmo valor, a variação do preço é, tal como é lógico, nula.

Após saber qual a variação horária do preço e utilizando a tabela 3.2a, é possível calcular um valor horário da variação do consumo, em percentagem - $\Delta Q1_h$. Para isso, é necessário primeiro efetuar uma condição que permita saber em que parte da semana se está, ou seja, se se trata de um dia útil ou um dia do fim-de-semana e, posteriormente, qual a hora do dia que se está a analisar. Tendo estas condições bem estruturadas, a variação do consumo é dada pela equação 3.40. Este valor horário da variação da quantidade consumida segue exatamente o mesmo comportamento que a variação do preço, acima descrito.

$$\Delta Q1_h = \Delta P1_h \times \frac{E_h}{\Delta P}, \quad (3.40)$$

onde se tem que:

- $\Delta Q1_h$ - Variação horária do consumo, em percentagem.
- $\Delta P1_h$ - Variação horária do preço, em percentagem.
- E_h - Elasticidade horária, em percentagem.

- ΔP - Variação do Preço para a qual acontece uma determinada variação do consumo sendo, neste caso, 10%.

Posto isto, estão reunidas todas as condições para efetuar o cálculo do consumo modificado, considerando uma tarifa constante ao longo do tempo. Para que a variação do consumo apresente um comportamento inversamente proporcional à variação do preço, o cálculo do “novo” consumo é então efetuado através da equação 3.41.

$$CM_h = CA_h \times (1 + \Delta Q1_h), \quad (3.41)$$

onde as variáveis ainda não mencionadas acima são:

- CM_h - Consumo modificado tendo em consideração uma tarifa constante ao longo do tempo, em MWh.
- CA_h - Consumo atual horário do cliente em questão, em MWh.

Assim, através desta metodologia, quando a variação de consumo for negativa ($\Delta Q < 0$), sendo isto sinal de uma variação negativa do preço ($\Delta P < 0$), ou seja, a tarifa média é superior à tarifa horária atual, o consumo sofrerá uma redução no seu valor ($CM < CA$). Se, por outro lado, a variação do consumo for positiva ($\Delta Q > 0$), tendo por base uma variação positiva do preço ($\Delta P > 0$) correspondente a uma tarifa média inferior à tarifa horária atual, o valor horário do consumo aumentará ($CM > CA$).

Tendo um valor horário do consumo livre de influências de possíveis sinais de preços dos tarifários atuais, é possível desenvolver um sistema, em tudo semelhante ao anterior, que retrate a resposta dinâmica do consumidor a variações horárias de preço, através dos modelos de tarifas dinâmicas anteriormente desenvolvidos.

Uma vez que nos modelos tarifários dinâmicos não existe nenhum dia igual ao anterior, foi considerado que a flexibilidade de alteração do consumo por parte dos consumidores se refere à variação do preço, face ao valor médio diário da tarifa dinâmica. Assim, para cada dia da amostra em questão é calculado o valor médio da tarifa dinâmica, através da equação 3.42.

$$\overline{TFD}_X = \frac{\sum(TDF_{h,X})}{24}, \quad (3.42)$$

onde as variáveis apresentam os seguintes significados:

- \overline{TFD}_X - tarifa Final Dinâmica média do dia X, em €/MWh.
- $TDF_{h,X}$ - tarifa Final Dinâmica na hora h, do dia X, em €/MWh.
- 24 - número de horas do dia.

Sabendo o valor médio diário da tarifa dinâmica, é possível calcular a variação do preço, neste caso dada pela diferença entre a tarifa média diária e a tarifa dinâmica horária, através de:

$$\Delta P2_h = \frac{\overline{TFD}_{h,X} - TFD_{h,X}}{\overline{TFD}_{h,X}}, \quad (3.43)$$

onde as variáveis têm os mesmos significados acima apresentados.

Através desta fórmula, é possível então comparar o valor dinâmico horário da tarifa com o valor médio diário da mesma e, quando a tarifa dinâmica horária for inferior ao valor médio, a variação do preço é positiva caso contrário, para valores horários superiores ao valor médio, a variação é negativa.

Posteriormente, é necessário efetuar o cálculo da variação da quantidade de consumo, através da oscilação do preço. Nesta fase, e tal como já aconteceu acima, é necessário efetuar uma condição que permita saber em que parte da semana se está, ou seja, se se trata de um dia útil ou um dia do fim-de-semana e, posteriormente, qual a hora do dia que se está a analisar por forma a saber qual o valor correspondente da elasticidade. Posto isto, a variação da quantidade consumida (ΔQ_{2h}) é calculada através da equação 3.44.

$$\Delta Q_{2h} = \Delta P_{2h} \times \frac{E_h}{\Delta P}, \quad (3.44)$$

tendo os significados de cada variável sido mencionados anteriormente.

Finalmente, é necessário efetuar o cálculo do consumo dinâmico (CDR) obtido através destas variações de preço que, analogamente ao que foi efetuado acima, se calcula através da equação:

$$CDR_h = CM_h \times (1 + \Delta Q_{2h}), \quad (3.45)$$

onde CDR_h corresponde ao consumo dinâmico horário, em MWh.

Neste caso, uma vez que se está a comparar o valor horário da tarifa dinâmica do valor médio diário da mesma e para situações em que a tarifa dinâmica horária apresente valores inferiores ao valor médio diário, a variação de preço é positiva, ou seja, $\Delta Q > 0$, levando a uma variação da quantidade também positiva ($\Delta P > 0$), fazendo com que o valor do consumo sofra um aumento. Por outro lado, para situações em que o valor horário da tarifa dinâmica seja superior ao valor médio, a variação do preço apresentará um valor negativo ($\Delta Q < 0$), levando isto a uma variação negativa da quantidade ($\Delta Q < 0$), tendo por consequência uma redução do consumo por parte dos clientes.

Tendo esta metodologia estruturada e para que seja possível analisar a influência da resposta do consumidor é unicamente necessária a informação do consumo horário de cada cliente e do valor da tarifa dinâmica horária a que este está sujeito para assim analisar as consequências destes fatores.

Em jeito de síntese, na figura 3.14 está apresentado um pequeno esquema do método de simulação da resposta dinâmica acima abordado e descrito.

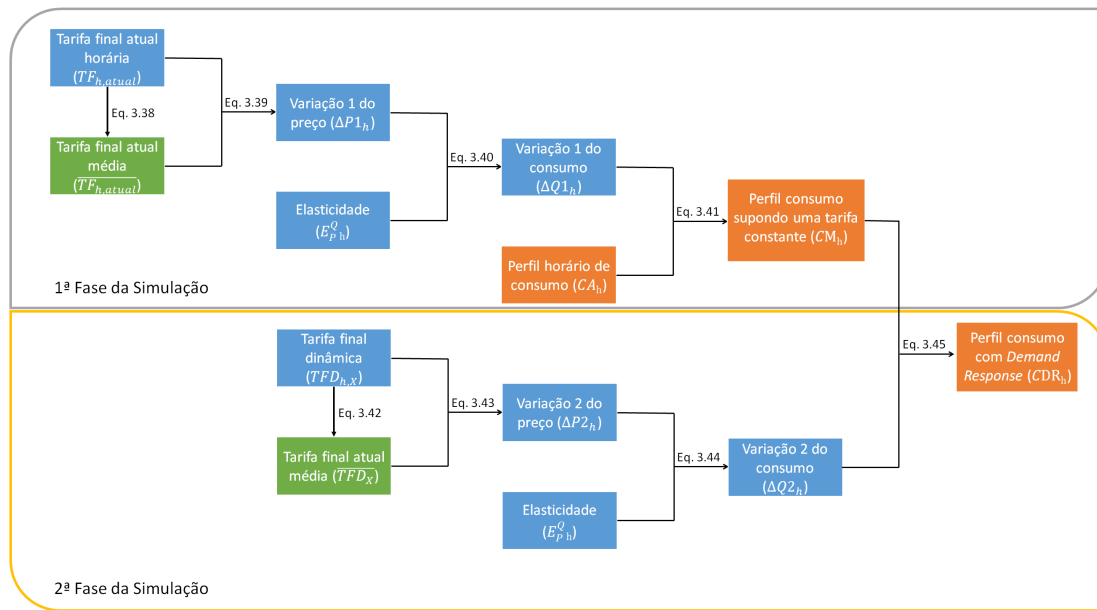


Figura 3.14 – Diagrama esquemático do método de simulação da resposta dinâmica do consumidor utilizado

Os resultados obtidos com a utilização desta metodologia são apresentados no capítulo 4, seção 4.6 para os diferentes perfis de consumo estudados.

3.5 Resumo do Capítulo e Conclusões

Neste capítulo foram apresentadas as metodologias adotadas para Portugal continental aquando do estudo dos diferentes modelos que incluem tarifas dinâmicas, desde tarifas do uso das redes até modelos completos de venda a clientes finais.

Inicialmente foi detalhado o modelo de tarifas dinâmicas vigorado em Espanha que serviu como base para o desenvolvimento dos modelos tarifários dinâmicos para Portugal. Neste estudo foi possível perceber que, na sua maioria, as componentes tarifárias devem apresentar um valor diferente em cada hora, por forma a espelhar os custos reais do sistema.

De seguida, por forma a tentar contornar o tarifário atual que apresenta preços excessivamente elevados nas pontas, foi desenvolvido um modelo para a tarifa do uso das redes que varia conforme o perfil de perdas horário. Através desta tarifa espera-se que os preços nas horas de ponta reduzam e nas restantes horas aumentem, para que assim se consiga tornar o valor a pagar pelo uso das redes mais real e uniforme.

Seguidamente, tendo por base o modelo do PVPC, foram desenhados modelos de tarifas dinâmicas de venda a clientes finais tendo em consideração dois tipos de visões: a do sistema, apresentando nesta os custos reais acarretados por este, e a visão do comercializador tentando espelhar, para o consumidor, os custos associados a cada um deles. Nesta fase foram estudados sinais a enviar ao consumidor para os casos em que existe muita penetração de renováveis e em que os desvios do comercializador são muito elevados, para tentar provocar uma resposta dinâmica por parte dos clientes. Para o caso do excesso de penetração de renováveis foi modelizada uma componente dinâmica referente ao sobrecusto da PRE que incorpora variações no preço mediante os diferentes valores horários do quociente entre a PRE e o consumo: quando o quociente apresenta valores reduzidos, a componente horária do sobrecusto é dada por um valor mais elevado do que quando o valor do quociente é próximo de 1 - muita penetração de renováveis.

Numa fase posterior, foi estudada a possibilidade de uma tarifa com variação horária para clientes residentes na Ilha de São Miguel, por forma a que os custos acarretados com a produção através da central térmica sejam mais visíveis para os consumidores finais. Para isso, transformou-se a parte da tarifa correspondente aos custos operacionais desta central, numa tarifa de variação horária que somada às restantes componentes inalteradas, culmina numa tarifa final dinâmica de variação horária. Este estudo surge com o intuito de consciencializar os consumidores para os elevados custos de produção através da central térmica existente na ilha.

Numa fase final foi ainda estudada uma metodologia que permita simular a resposta dinâmica dos consumidores a variações dinâmicas de preços, por forma a estudar, no capítulo seguinte, as consequências desta resposta nos valores finais a pagar pelos clientes.

Através deste estudo detalhado dos diversos modelos é possível concluir que muitos dos pontos abordados no capítulo inicial não estão, aparentemente, bem espelhados no tarifário atual, podendo ser a alteração destes para valores horários, a responsável por uma grande reviravolta no sistema elétrico Português e na forma como os consumidores reagem aos sinais enviados.

Capítulo 4

Simulação, Aplicação e Resultados

Tal como já mencionado no capítulo anterior, seguidamente serão apresentados os resultados obtidos através dos modelos de tarifas dinâmicas desenvolvidos, assim como uma análise crítica quanto aos mesmos. Para além disso, é ainda realizada uma análise comparativa entre estes modelos e o modelo tarifário atualmente em vigor (que também foi simulado), tanto em termos de preço final da tarifa como no impacto que terá nos consumidores, através de casos reais de consumo de Baixa e média tensão. Por forma a conseguir obter resultados dos diversos modelos estudados, efetuou-se a simulação dos mesmos para o ano de 2014. Assim, cada secção é dividida em duas partes: uma em que é feita a análise dos resultados obtidos em questão da Tarifa, isto é, em €/MWh e outra em que é feita uma análise das consequências da aplicação dos modelos a dados reais de consumo. De notar que, para a simulação da tarifa atual foi considerada a tarifa mais complexa, isto é, para os clientes de média tensão usou-se a tarifa com 4 períodos horários e para os clientes de baixa tensão a tarifa tri-horária. No entanto, antes da análise dos modelos obtidos, é feita uma pequena análise dos dados de produção e consumo de Portugal continental exportados da base de dados da REN, correspondentes ao ano de 2014.

NOTA: Como o modelo apresentado em 3.1 se refere ao caso espanhol e só foi usado como base para o estudo dos modelos seguintes, decidiu-se não apresentar resultados detalhados acerca deste, ficando apenas como ponto de partida para os seguintes. No entanto, abaixo apresenta-se uma tabela que mostra o valor médio da tarifa *PVPC* exportada através do *website* [36], o mesmo valor médio obtido através da simulação efetuada, aquando do estudo do modelo e o erro percentual obtido comparando os dois valores. Como é observável o erro é praticamente nulo, podendo concluir-se que a simulação efetuada apresenta valores muito próximos da simulação real.

Tabela 4.1 – Valores médios do *PVPC* para a simulação efetuada e para os resultados obtidos a partir do *website* da *REE*

	Tarifa média [€/MWh]	Erro (%)
PVPC exportado	125,8	1,4%
PVPC Calculado	124,0	

4.1 Análise dos Dados de Produção em Portugal Continental

Tal como já mencionado, foram retirados da REN os dados de todos os tipos de produção, para todos os dias do ano de 2014. Através desses dados foi realizada uma análise média diária e mensal do comportamento das produções, para o ano de 2014. No gráfico da figura 4.1, pode-se observar a média horária de produção dos vários tipos de tecnologias.

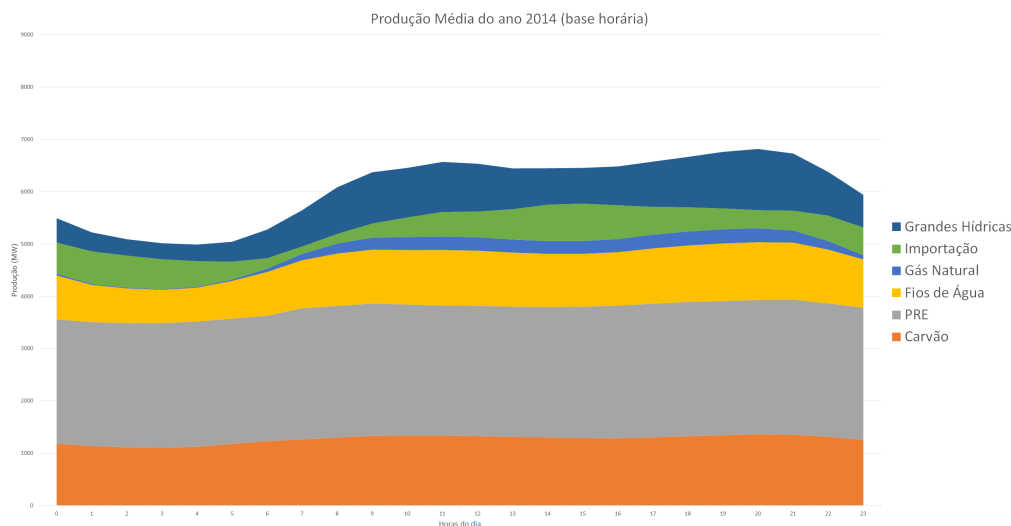


Figura 4.1 – Produção média horária das diversas tecnologias para o ano de 2014

Como se observa na figura acima, em média, durante as 24 horas de um dia, não existiu grande variação da produção através de térmicas a Carvão nem através de produção em regime especial. No que toca às restantes tecnologias, apresentam, em média, variações ao longo do dia, sendo que o seu pico de produção aparece, tal como era de esperar, nas horas de ponta de consumo.

Fazendo agora uma análise média mensal, através do gráfico da figura 4.2, consegue-se concluir que, nos meses iniciais do ano, a produção térmica através de centrais a carvão foi bastante reduzida, dando lugar à produção em regime especial e aos fios de água. Nos meses de Verão, o valor de produção térmica já aumentou significativamente, devido, essencialmente, à redução da produção através de centrais de fio de água.

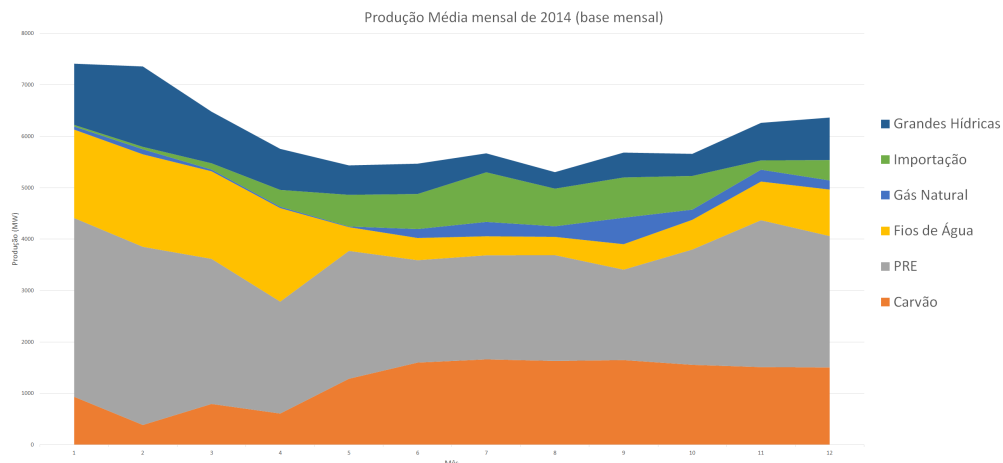


Figura 4.2 – Produção média mensal das diversas tecnologias para o ano de 2014

4.2 Análise Crítica do Modelo de Tarifas Dinâmicas do Uso da Rede

4.2.1 Resultados do Modelo em €/MWh

O modelo de tarifa dinâmica para a tarifa de uso da rede foi, tal como explicado em 3.2.1, baseado no perfil de perdas publicado anualmente pela ERSE, fazendo então com que esta tarifa fosse diretamente proporcional a uma componente normalizada das perdas, atrás definida por PN_h .

No gráfico da figura 4.3, apresenta-se a proporcionalidade entre o perfil de perdas e o valor da Tarifa Dinâmica do Uso da Rede, obtido para o ano de 2014.

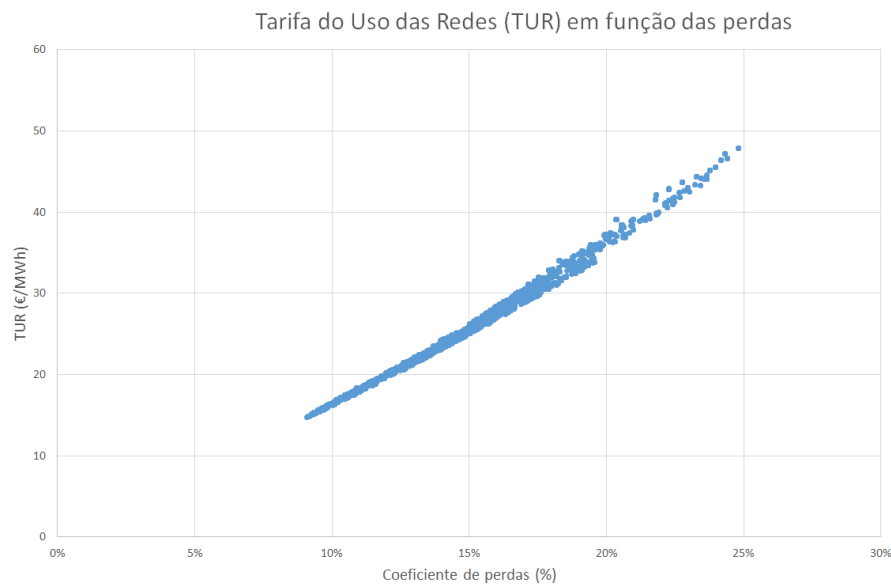


Figura 4.3 – Tarifa do uso das redes (TUR) em função do perfil de perdas

Através da figura acima, é de fácil compreensão que, à medida que o coeficiente de perdas vai aumentando, o preço a pagar pela TUR também aumenta linearmente com este. Assim, é

de esperar que a curva da Tarifa Dinâmica do Uso das Redes apresente a mesma variação que o perfil de perdas da rede do mesmo nível de Tensão, tal como se pode observar na figura 4.4. Nessa apresenta-se, no eixo principal, a curva correspondente à Tarifa Dinâmica do Uso das Redes (TUR), para o caso de clientes de baixa tensão e, no eixo secundário, a curva correspondente ao coeficiente de perdas para este mesmo caso.

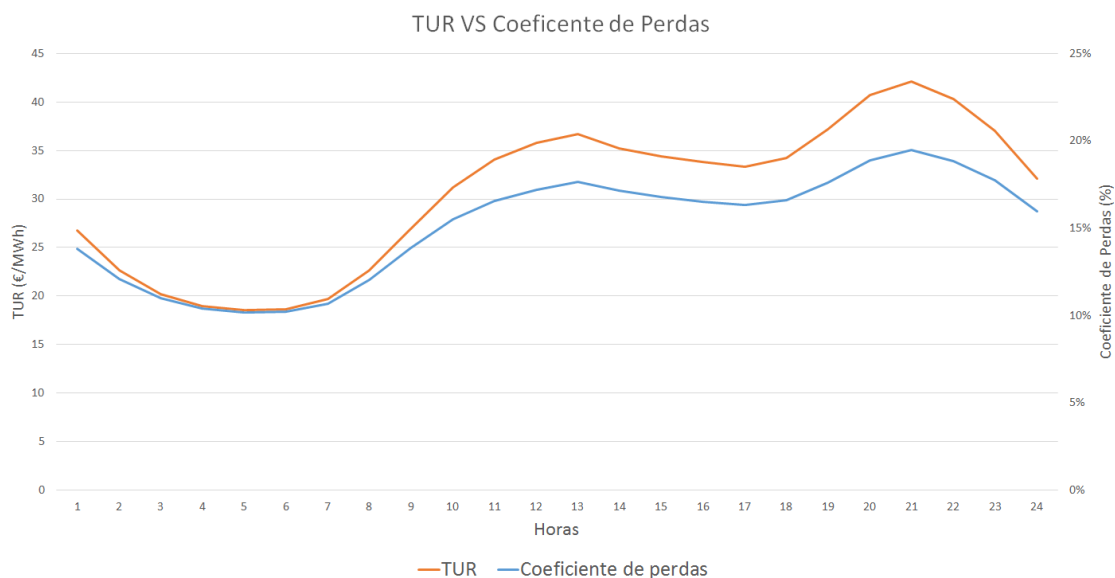


Figura 4.4 – Média horária da variação da TUR e do coeficiente de perdas, para clientes de baixa tensão

Como se observa, independente da diferença dos valores que as duas curvas apresentam, estas seguem exatamente o mesmo comportamento. Relembrando que, quanto maior o uso da rede, maior o trânsito de potências, logo maior o valor das perdas, é possível concluir que, como era pretendido, se conseguiu uma tarifa de acesso à rede dinâmica que varie conforme o uso da mesma.

No gráfico da figura 4.5, pode ser observada a tarifa de uso das redes, constituída por duas componentes distintas: a tarifa do uso da rede de transporte (TURT) e a tarifa do uso da rede de distribuição (TURD). Como é perceptível, a TURD é a principal responsável pela TUR e pela sua variação, sendo que a TURT, para além de corresponder a uma pequena percentagem da tarifa total, em média é praticamente constante ao longo do dia. Desta análise, e uma vez que o custo de acesso à rede médio é constante para qualquer hora, relembrando a equação 3.9 da página 30, conclui-se que as perdas nas redes de distribuição apresentam maior variação e maior valor do que na rede de transporte, levando isto a que o preço individual a pagar pelo uso destas venha a demonstrar um comportamento bastante distinto.

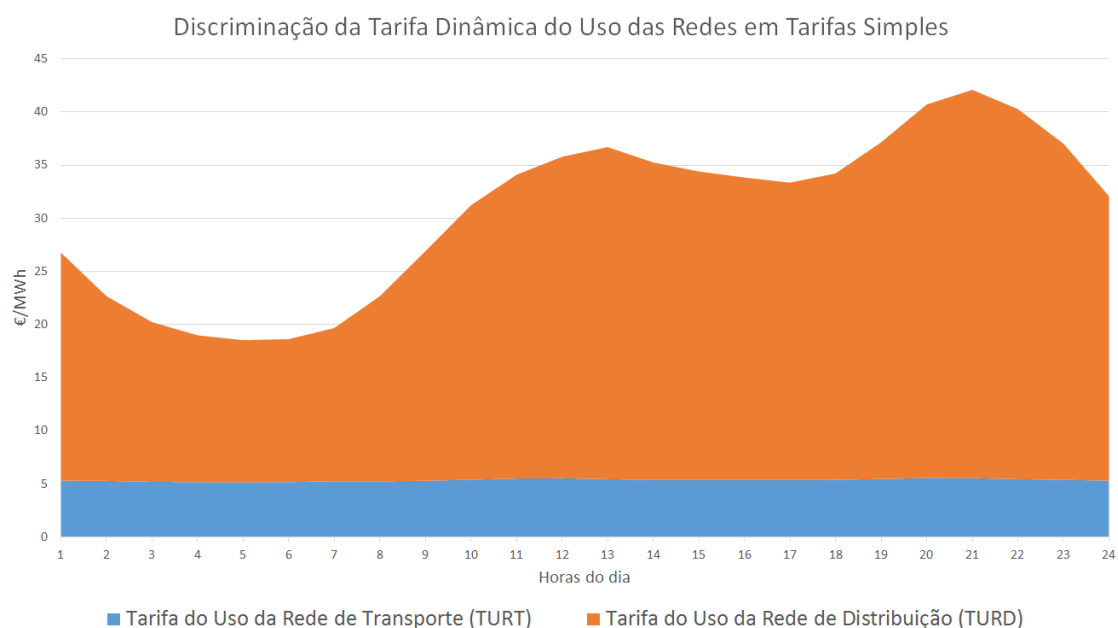


Figura 4.5 – Média horária da composição da TUR dinâmica em termos de tarifas simples

Em termos numéricos, a TURT corresponde a cerca de 19% da tarifa total do uso das redes, enquanto que os restante 81% são assegurados pela TURD. Este facto acontece também devido ao número de redes que constam na TURD ser superior ao da TURT. Enquanto que na TURT se tem a tarifa do uso da rede de transporte de AT (que inclui o custo da rede de AT e MAT), na TURD estão contidos, para o caso de clientes de BT, os custos separados do uso das redes de distribuição em alta, média e baixa tensão.

Já no caso da tarifa de uso das redes como um todo e comparativamente à tarifa do uso da rede em vigor atualmente, com a introdução do modelo desenvolvido, consegue-se reduzir drasticamente o preço a pagar pelas horas de ponta, tal como se observa no gráfico da figura 4.6. A discrepância entre valores mostra que é injustificada a excessiva diferença artificial criada entre os preços da TUR atual nos diferentes períodos horários. As perdas são a única razão para a dinâmica horária de preços e esta variação é relativamente suave quando comparada com os escalões atuais entre períodos horários. Para além disso, as transições bruscas dos valores tarifários possibilitam a criação de problemas em termos de *Demand Response* pois, caso os consumidores reajam aos sinais de preços da mesma forma que eles são enviados - através de bruscas transições - a gestão do consumo por parte do sistema nessas horas acaba por ser bastante dificultada.

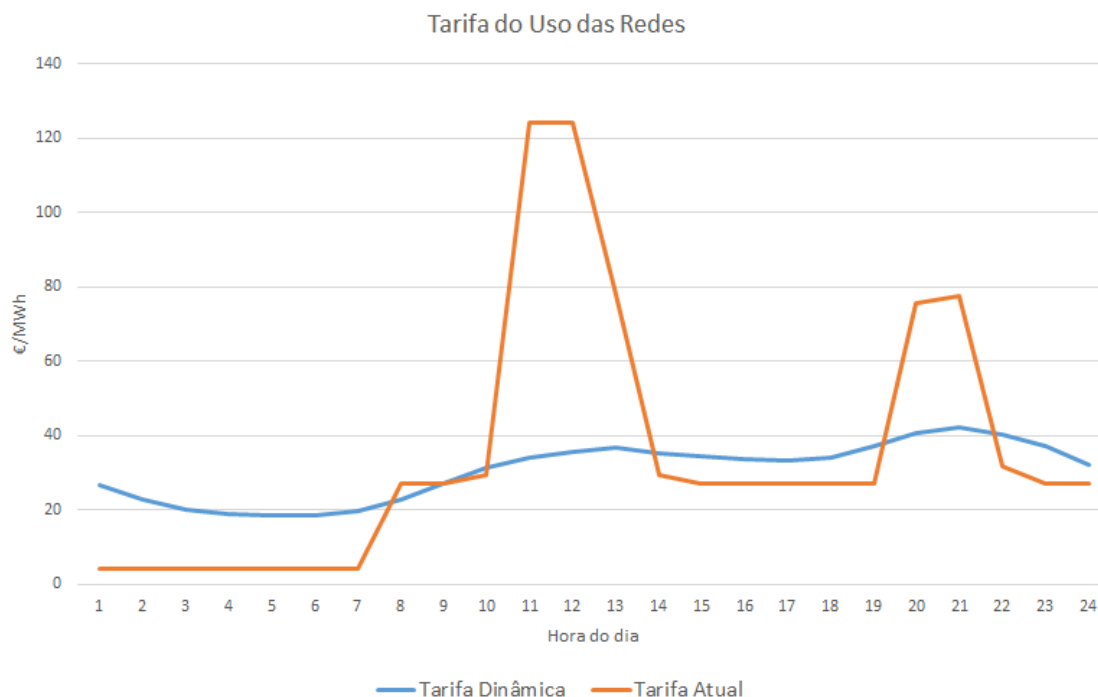


Figura 4.6 – Média horária da TUR atualmente em vigor e da TUR dinâmica estudada

Através da figura acima, para além de todas as conclusões já apresentadas, é possível observar uma curiosidade: o primeiro pico de ponta da curva laranja (entre as 11 e as 13 horas) é francamente superior ao segundo pico de ponta (entre as 19 e as 21 horas). No entanto, olhando para a curva azul, que corresponde aos custos reais do uso da rede, é perceptível que o segundo pico de ponta de consumo apresenta custos relativamente superiores ao primeiro e, mais uma vez se conclui que o modelo atualmente espelha custos fictícios e bastante longe dos reais. Com a introdução de uma tarifa dinâmica do uso da rede, a curva diária de comportamento destes custos torna-se então muito mais suave sem, no entanto, deixar de ser variável de hora em hora, tal como pretendido e garantindo que, em média, os valores recuperados nos dois modelos tarifários são próximos. Poder-se-á alegar que o sinal enviado atualmente é mais forte do que o sinal aqui apresentado pois apresenta variações de preços mais elevadas mas, tal como já explicado deste início, estes modelos tarifários tratam tarifas que **retratam os custos reais do sistema** e, neste caso, não existe razão física para esta discrepância de valores.

Em termos de ordem de grandeza desta tarifa, a tabela 4.2 apresenta os valores mínimos, médios e máximos, em €/MWh, para as tarifas que compõe a tarifa do uso da rede - TURT e TURD - e para a tarifa final do uso das redes (TUR), nas duas situações possíveis, isto é, no tarifário atualmente em vigor e no tarifário dinâmico proposto nesta Dissertação.

Tabela 4.2 – Valores mínimos, médios e máximos, em €/MWh, dos dois modelos tarifários - o modelo atual e o modelo dinâmico estudado

	(€/MWh) - para todos os consumidores BT								
	Tarifa do Uso da Rede de Transporte (TURT)			Tarifa do Uso da Rede de Distribuição (TURD)			Tarifa do Uso das Redes (TUR)		
	Mínimo	Média	Máximo	Mínimo	Média	Máximo	Mínimo	Média	Máximo
Tarifário Atual	0,7	6,5	56,2	3,7	28,6	109,4	4,4	35,2	165,6
Tarifário Dinâmico	4,6	4,6	4,7	10,1	21,7	43,1	14,7	26,4	47,8

Tal como se observa na tabela 4.2 e na figura 4.6, os valores máximos e médios para as tarifas de uso das redes (transporte e distribuição) que vigoram atualmente são muito mais elevados do que aplicando o modelo dinâmico criado. Esta redução drástica do pico da tarifa nas horas de ponta, pode levar a que os consumidores tenham tendência a consumir mais nessas horas, pois o preço, comparado com o atual, é mais reduzido, o que não é pretendido. No entanto, há que ter em consideração que a tarifa final de energia vista pelo consumidor não é somente dada por estas parcelas, mas sim pela soma da parcela de energia, comercialização e de acesso. E, na realidade, a comparação a efetuar em termos de preço tem que ser feita de dia para dia pois, com as tarifas dinâmicas, não existe um dia igual ao outro, pelo que a ideia é que o cliente possa analisar, dia após dia, a curva do preço da tarifa e decidir em que horas querará aumentar/reduzir o seu consumo. Para além disso, e como já frisado anteriormente, este modelo trata de espelhar os custos reais do sistema, coisa que não acontece com o modelo atualmente em vigor.

No que toca aos valores mínimos, para os dois modelos tarifários em estudo, observa-se que o tarifário atual apresenta sempre valores mínimos mais baixos do que o tarifário dinâmico desenvolvido. Este ponto, apesar de vir a favor dos consumidores, fazendo com que, caso consumissem muito mais nessa hora, pagassem um valor bem mais reduzido pela energia elétrica, não corresponde aos custos reais do sistema nessas horas. Como o principal objetivo das tarifas dinâmicas é que estas espelhem os custos reais com as atividades de energia elétrica, fará todo o sentido que se pague um valor um pouco mais elevado nas horas em que este seria mais reduzido mas, por outro lado, o valor a cobrar nas horas de maior afluência, não seja exageradamente alto e espelhe exatamente os custos que o sistema estará a ter.

4.2.2 Impactos do Modelo nos Consumidores

Para perceber qual o impacto que a introdução desta tarifa teria em termos de preço a pagar pelos consumidores, foram disponibilizados, para a realização desta dissertação, dados de consumos de duas indústrias reais, aqui distinguidas como indústria A e B, que recebem a energia elétrica em média tensão e um perfil de baixa tensão de um consumidor com potência contratada de 6,9 kVA.

A indústria A tinha, no ano de 2014, uma tarifa fixa no ciclo semanal opcional em média tensão e uma potência contratada de 1.632 kW.

Já a indústria B tinha uma tarifa fixa no ciclo semanal em média tensão e, até 29 de Setembro tinha uma potência contratada de 564 kW, passando, a partir de 30 de setembro, para 565 kW.

Como é de fácil observação, a indústria A trata-se de uma indústria maior, com mais potência contratada e com maior consumo, quando comparada com a indústria B.

Para efetuar a comparação, foi simulada, em primeiro lugar, a tarifa do uso das redes para cada uma das indústrias e, a partir daí, realizado o cálculo do valor horário que estas pagaram pelo uso das redes, através da equação 4.1. Lembra-se ainda que estes resultados **não incluem** uma resposta dinâmica.

$$PF_{UR,h} = TUR_h \times E_{consumida,h}, \quad (4.1)$$

onde se tem que:

- $PF_{UR,h}$ - Preço final a pagar pelo uso das redes, na hora h, em €.
- TUR_h - Tarifa do uso das redes a cobrar aos consumidores na hora h, em €/MWh;
- $E_{consumida,h}$ - Energia consumida, na hora h em MWh.

De notar que, para esta simulação, foram utilizados os valores disponibilizados pela ERSE, nos Quadros da Subsecção 4.3.3, do documento apresentado em [8].

O mesmo raciocínio foi aplicado para a tarifa dinâmica desenvolvida, ou seja, pegando no que já tinha sido simulado, em €/MWh e, utilizando a equação 4.1, obter o valor que cada indústria pagaria, em €, caso fosse utilizada a tarifa dinâmica em questão.

Através destas simulação, chegou-se aos resultados apresentados na tabela 4.3.

Tabela 4.3 – Valores anuais a pagar, em €, pelas duas indústrias, devido à tarifa de uso das redes

	Indústria A	Indústria B
Tarifário Atual	88 825,15 €	39 570,96 €
Tarifário Dinâmico sem DR	76 456,17 €	26 861,74 €

Como se pode observar, através dos consumos que as indústrias A e B apresentaram em 2014, chega-se à conclusão que, caso estas não alterassem o seu padrão de consumo e aplicando-lhes a TUR dinâmica já apresentada, ambas conseguiriam uma redução bastante significativa no preço final a pagar pelo uso das redes. A indústria A conseguiria uma redução de cerca de 14% e a indústria B de cerca de 32%. De relembrar que se está somente a avaliar os impactos que teria a alteração da tarifa do uso das redes e não a alteração da tarifa final de energia que poderá vir a mudar estes padrões. No entanto, no que toca à análise exclusiva da tarifa de uso das redes, os resultados são promissores para ambas as indústrias, fazendo com que estas atinjam a tão desejada redução dos custos com o consumo de energia elétrica.

Passando agora ao caso de clientes de baixa tensão e uma vez que os valores, em termos de consumo, se esperam bastante mais reduzidos do que os consumos de clientes de MT, espera-se que a fatura energética apresente também um valor mais reduzido, sendo por isso expectável que, ao existir diferenças nos valores dos modelos, estas não sejam tão significativas quanto nos exemplos de média tensão.

Para efetuar este estudo foi realizada, analogamente ao que foi feito para MT, a simulação da tarifa de uso das redes para todo o ano de 2014 na versão atual e na versão dinâmica desenvolvida no âmbito desta Dissertação. Abaixo são apresentados os resultados obtidos, em termos de valor que o consumidor de BT teria que pagar, para cada um dos modelos.

Tabela 4.4 – Valores anuais a pagar, em €, pelo consumidor de baixa tensão, devido à tarifa de uso das redes

	Cliente BT
Tarifário Atual	136,17 €
Tarifário Dinâmico sem DR	115,81 €

Como se observa pela Tabela 4.4, a introdução de uma tarifa dinâmica de uso das redes através da metodologia apresentada anteriormente traria benefícios para o consumidor, uma vez que conseguiria que essa parcela reduzisse cerca de 15%, sem que o consumidor alterasse o seu perfil.

Em suma, tanto para clientes de média como de baixa tensão, a introdução da tarifa dinâmica de uso das redes estudada nesta dissertação seria vantajosa, uma vez que proporcionaria uma redução nos custos com a aquisição de energia elétrica. Para além disso seria também vantajoso para o sistema, uma vez que se garantiu que, em média, este conseguia recuperar o mesmo valor e, caso os consumidores respondam dinamicamente aos preços (tal como pretendido), até poderia conseguir uma redução nos custos acarretados com o uso das redes.

4.3 Análise Crítica dos Modelos de Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais segundo a Visão do Sistema

Para a simulação deste modelo, eram necessários dados que atualmente não são disponibilizados pelo OS português, dados esses relativos à parcela I da tarifa do uso global do sistema, já explicada em 3.2.2, na equação 3.18 da página 35. Por isso mesmo, e para que fosse possível obter uma simulação completa para o ano de 2014, decidiu-se utilizar, para esta parcela, os dados provenientes da base de dados pública do OS espanhol, a REE.

4.3.1 Resultados do Modelo em €/MWh

Inicialmente, é importante perceber, em termos de componentes, como é que se comporta a tarifa dinâmica segundo a visão do sistema. Nas figuras abaixo são apresentadas as médias horárias das componentes que compõe ambos os sistemas tarifários em estudo, para o caso de um consumidor de baixa tensão: o sistema atual (4.7) e o sistema envolvendo tarifas dinâmicas (4.8). Antes de iniciar a comparação é importante frisar que esta é feita entre o modelo tarifário atualmente

em vigor e o modelo de tarifas dinâmicas mais completo, ou seja, considerando a variação horária do sobrecusto da PRE. Para além disso, por uma questão de equilíbrio, a divisão dos sobrecustos da PRE por nível de tensão utilizado nesta comparação é a estipulada pela ERSE. Posteriormente, serão analisados os dados obtidos para as situações opostas, ou seja, se o sobrecusto da PRE se mantiver fixo ou se a divisão do sobrecusto for feita em igual valor pelos diferentes níveis de tensão. Lembra-se que este modelo foi desenvolvido de modo a que o sistema, no final, receba o mesmo.

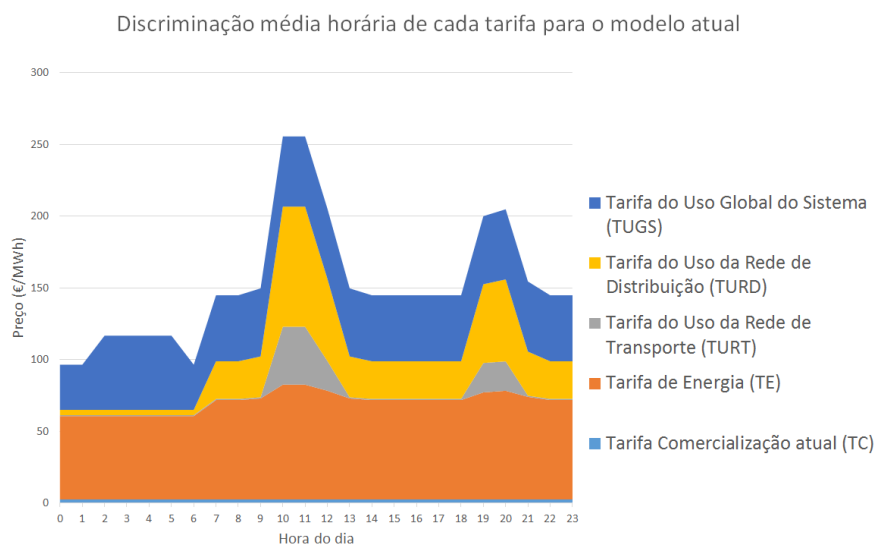


Figura 4.7 – Médias horárias das diversas componentes que constituem o modelo tarifário atual, para clientes BT

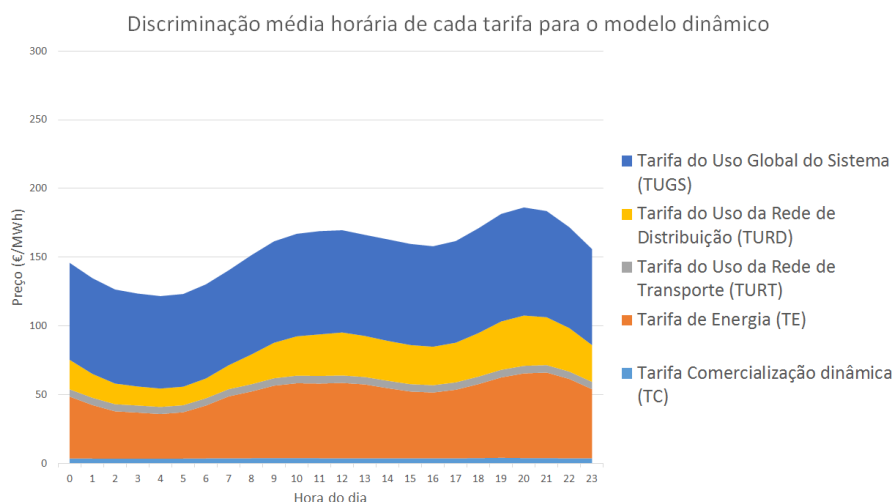


Figura 4.8 – Médias horárias das diversas componentes que constituem o modelo tarifário dinâmico, para clientes BT

Tal como é fácil de observar na figura 4.7, no tarifário atual a tarifa de energia, correspondente

aos custos de produção apresenta, em média, poucas variações durante as 24 horas de um dia. No que toca à tarifa de energia dinâmica, correspondente a uma média entre o preço de mercado diário e o preço de mercado intradiário, observa-se que esta apresenta um preço mais reduzido nas horas de vazio e um preço mais elevado nas horas de ponta. No entanto, tal como se viu na figura 4.1, as variações das diferentes produções ao longo do dia não são, em média, muito significativas e, por isso mesmo, em termos de custos de produção, não existe uma razão física para a obtenção de preços mais elevados nas horas de ponta. Assim, a elevação destes preços acontece devido ao equilíbrio de mercado, que está relacionado com a oferta e procura de energia pois, nas horas de ponta, existe mais procura logo existirá mais oferta e os preços da tarifa de energia têm tendência a subir. Assim, o preço da tarifa de energia não dependerá somente dos custos de produção da mesma mas sim da forma como o mercado funciona e da especulação à volta do mesmo, que também poderá levar a subidas/descidas incoerentes no preço desta tarifa.

No que toca às tarifas do uso da rede, a análise já realizada em 4.2 revelou que o valor que agora se paga pelas horas de ponta é excessivamente alto e não corresponde à realidade dos custos do uso das redes, podendo esta ser traduzida pela tarifa dinâmica de uso das redes, sem prejuízo para o sistema, pois garantiu-se que, em média, o valor recuperado seria próximo do recuperado com o tarifário atual e com vantagem para os consumidores, tal como se viu nos exemplos apresentados em 4.2.2.

No caso da tarifa do uso global do sistema, o valor mantém-se praticamente constante ao longo do dia no modelo tarifário atual, algo que não reflete a realidade, uma vez que, no caso da parcela I, os serviços de ajuste do sistema estão em constante atualização devido aos diferentes estados que o sistema apresenta. Assim, faz sentido que o sistema envie um sinal que retrate os custos reais que está a ter naquele instante e não uma média dos custos totais. Este custo real, ao ser transmitido para o consumidor poderá levar à consciencialização do mesmo e consequente redução do consumo nas horas de maior custo do sistema.

Já quanto à tarifa de comercialização, o seu peso no preço final de Energia é tão reduzido que, observando o tarifário como um todo, não se consegue perceber quais a diferença. No entanto, na figura 4.9 apresenta-se a tarifa de comercialização para os dois casos de estudo e, nesta figura, já se observa a grande diferença entre o modelo atual, em que se paga um valor constante desta tarifa, para um modelo dinâmico em que já se entra em consideração com os desvios de energia do sistema que atualmente são pagos através da tarifa de energia. A passagem desta componente para a tarifa de comercialização leva a que o seu valor seja superior ao atual. No entanto, faz com que esta componente se torne dinâmica e que consiga enviar um sinal de custo que, na realidade, pertence aos comercializadores.

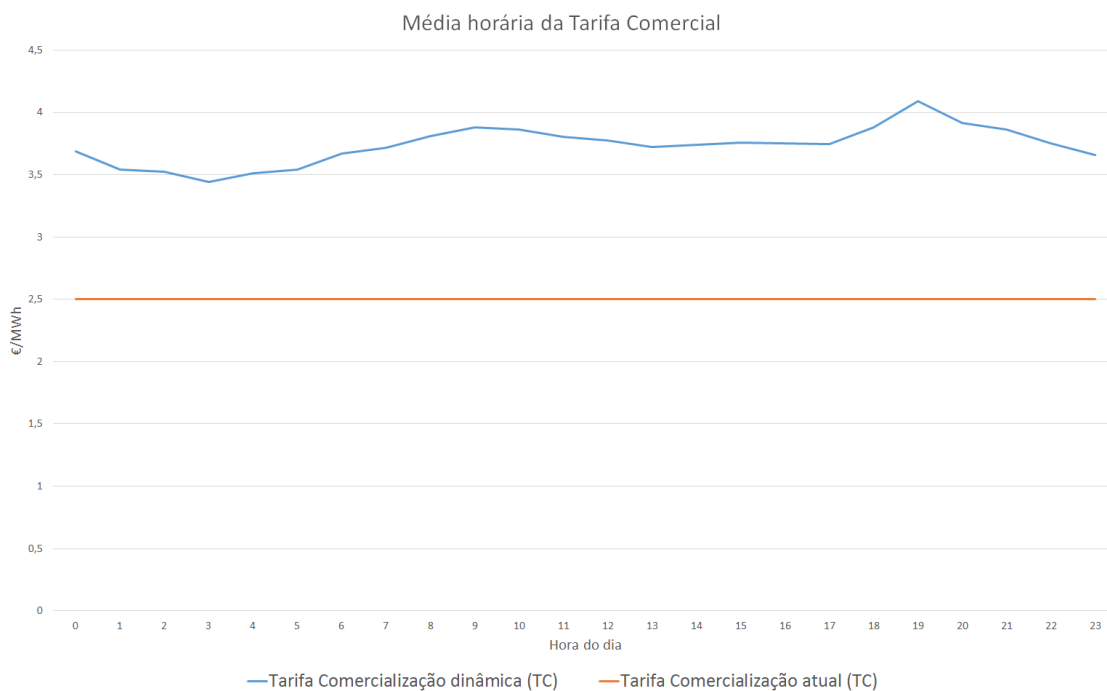


Figura 4.9 – Média horária da tarifa de comercialização para os dois modelos em análise

Em jeito de resumo, comparativamente ao tarifário atual, o tarifário dinâmico traz uma maior variabilidade das componentes, começando na tarifa de energia que, até agora, em termos diários era praticamente constante, até à tarifa de acesso (TURT + TURD + TUGS) que passou de variações em blocos e valores exorbitantes nas horas de ponta, para uma variação horária e suave ao longo do tempo.

Passando agora para uma análise em termos médios mensais, nas figuras 4.10 e 4.11, apresentam-se as diferentes componentes que constituem o sistema tarifário numa média mensal, para ambos os modelos em estudo.

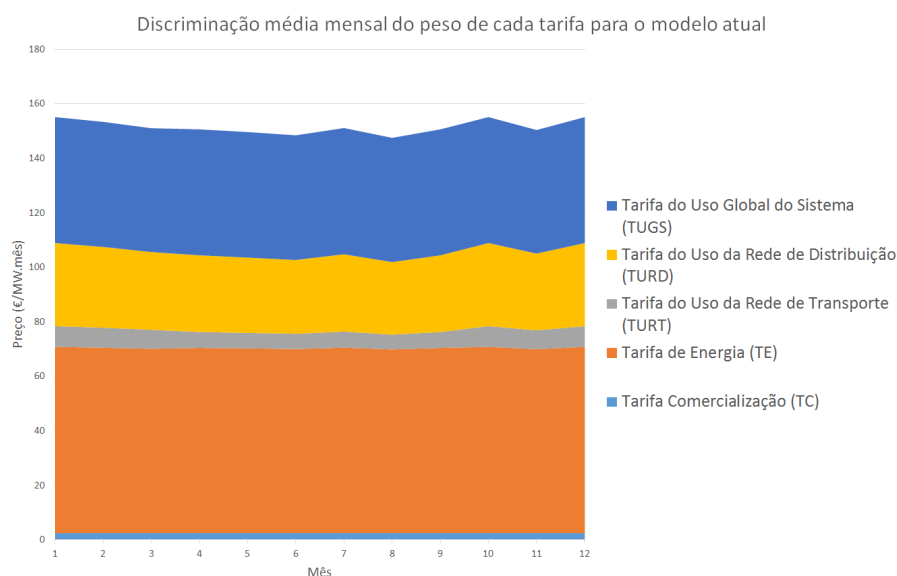


Figura 4.10 – Médias mensais das diversas componentes que constituem o modelo tarifário atual, para clientes BT

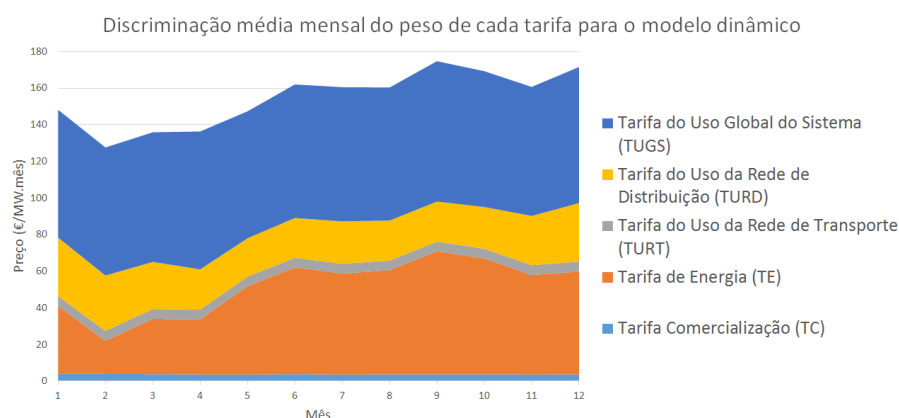


Figura 4.11 – Médias mensais das diversas componentes que constituem o modelo tarifário dinâmico, para clientes BT

Através das figuras acima apresentadas, observa-se que o preço da tarifa nos meses iniciais do ano é superior ao preço das mesmas nos meses de Verão e Outono. No entanto, a tarifa dinâmica envia o sinal contrário, ou seja, apresenta os preços mais baixos nos meses iniciais e mais elevados nos meses das estações de Verão e Outono. Relembre-se que esta análise é feita em termos gerais, ou seja, estas mudanças afetariam todos os consumidores, independentemente do seu perfil de consumo.

Mas então, qual será o modelo que envia os sinais corretos? Voltando à figura 4.2 da página 61, que apresenta a divisão das diferentes tecnologias de produção de Energia Elétrica numa base média mensal, é possível observar que, nos meses iniciais, a quantidade de energia elétrica produzida através de centrais térmicas foi bastante reduzida, quando comparada com a quantidade

observada nos restantes meses do ano. Como se sabe, as centrais térmicas apresentam um custo de produção mais elevado do que as restantes tecnologias, pelo que, quando o seu valor representa uma maior parcela da satisfação do consumo, isto significa que o preço a pagar pela tarifa de energia terá que ser mais elevado, por forma a traduzir os custos reais do sistema. É precisamente isso que a tarifa dinâmica desenvolvida está a traduzir: nos primeiros meses do ano, apesar do valor de energia elétrica consumida apresentar o seu máximo, a produção térmica foi responsável por uma parcela pequena dessa produção, tendo então sido compensada pela PRE, levando a que o preço apresentasse uma descida. Já nos meses de Verão e Outono, o valor de energia elétrica produzido através de centrais térmicas é muito mais elevado levando, consequentemente, a uma subida no valor da tarifa de energia, responsável por recuperar os custos correspondentes à produção de energia elétrica e consequente subida na tarifa final.

Quanto às restantes componentes, a variação sazonal não é praticamente sentida, sendo que o preço final de energia elétrica visto de uma perspetiva de média mensal, varia maioritariamente devido às oscilações da tarifa de energia.

Através desta análise, é de fácil conclusão que não faz sentido existir um modelo tarifário que não apresente variações sazonais, uma vez que, na realidade, estas variações, mesmo que maioritariamente ligadas aos custos de produção, existem no sistema e devem ser partilhadas com o consumidor. Por outro lado, faz ainda menos sentido um modelo tarifário que envie o sinal contrário à realidade dos custos, como é o caso do tarifário atual.

Por forma a perceber qual a ordem de grandeza das diferentes componentes e qual o peso de cada uma delas na tarifa final, apresentam-se abaixo as Tabelas 4.5 e 4.6 que contêm o resumo de toda essa informação.

Tabela 4.5 – Valores médios de cada componente, em €/MWh, para os dois modelos

	(€/MWh) - para todos os consumidores BT				
	Tarifa Comercialização (TC)	Tarifa de Energia (TE)	Tarifa do Uso da Rede de Transporte (TURT)	Tarifa do Uso da Rede de Distribuição (TURD)	Tarifa do Uso Global do Sistema (TUGS)
Tarifário Atual	2,5	67,9	6,5	28,6	45,9
Tarifário Dinâmico	3,2	41,9	4,6	21,7	62,9

Como se observa pela tabela acima, através do modelo de tarifas dinâmicas, consegue-se uma redução média em praticamente todas as componentes que constituem o preço final de energia com a exceção da tarifa do uso global do sistema que, no modelo desenvolvido, aumenta bastante o seu valor médio. Esta mudança nos valores médios advém do facto de, com o tarifário dinâmico, o sistema enviar para os consumidores os custos reais que acarreta com as diferentes atividades. No que toca à tarifa de comercialização, o seu valor é, em média, um pouco superior uma vez que, no modelo dinâmico, esta componente contém os custos associados aos desvios de energia que o sistema apresenta, o que leva a uma ligeira subida no preço médio desta tarifa.

Tabela 4.6 – Peso médio de cada componente na tarifa final, para os dois modelos, em percentagem

	Tarifa Comercialização (TC)	Tarifa de Energia (TE)	Tarifa do Uso da Rede de Transporte (TURT)	Tarifa do Uso da Rede de Distribuição (TURD)	Tarifa do Uso Global do Sistema (TUGS)
Tarifário Atual	1,65%	44,81%	4,31%	18,91%	30,32%
Tarifário Dinâmico	2,41%	31,14%	3,45%	16,17%	46,82%

No que toca ao peso de cada componente no preço final da tarifa, a descida mais significativa quando se compara os dois modelos apresenta-se na tarifa de energia que, atualmente, corresponde em média a quase 45% do valor total do preço da energia elétrica e, tornando o modelo tarifário dinâmico, esta percentagem desce perto de 15%.

Por outro lado, quando se compara o peso da tarifa do uso global do sistema no preço final, esta aumenta mais de 15 % no tarifário dinâmico. Esta subida pode estar a refletir as variações reais dos sistemas de ajuste. No entanto, não se pode retirar conclusões totalmente claras acerca disto, uma vez que, tal como mencionado no início desta secção, para a simulação efetuada foram utilizados dados do sistema elétrico espanhol pois não existiam dados do sistema elétrico português nem possibilidade de os obter num período de tempo reduzido. Esta utilização de dados não reais, tanto pode estar a levar a uma subida exagerada do preço desta componente como pode mesmo estar a enviar os custos horários demasiado baixos, comparativamente à realidade portuguesa.

Tal como já mencionado acima, a tarifa de comercialização apresenta um peso pouco significativo no preço final, sendo que, com a introdução dos desvios nesta parcela, o contributo para a tarifa final sobe ligeiramente sem nunca passar, no entanto, além dos 2%.

Quanto às restantes componentes, quando se fala do modelo dinâmico, observa-se uma redução, ainda que pequena, nos valores médios das mesmas comparativamente ao modelo atual.

Passando agora à tarifa final como um todo, na figura 4.12 apresenta-se a tarifa de venda a clientes finais de baixa tensão nas duas vertentes em estudo: o modelo atualmente em vigor e o modelo dinâmico.

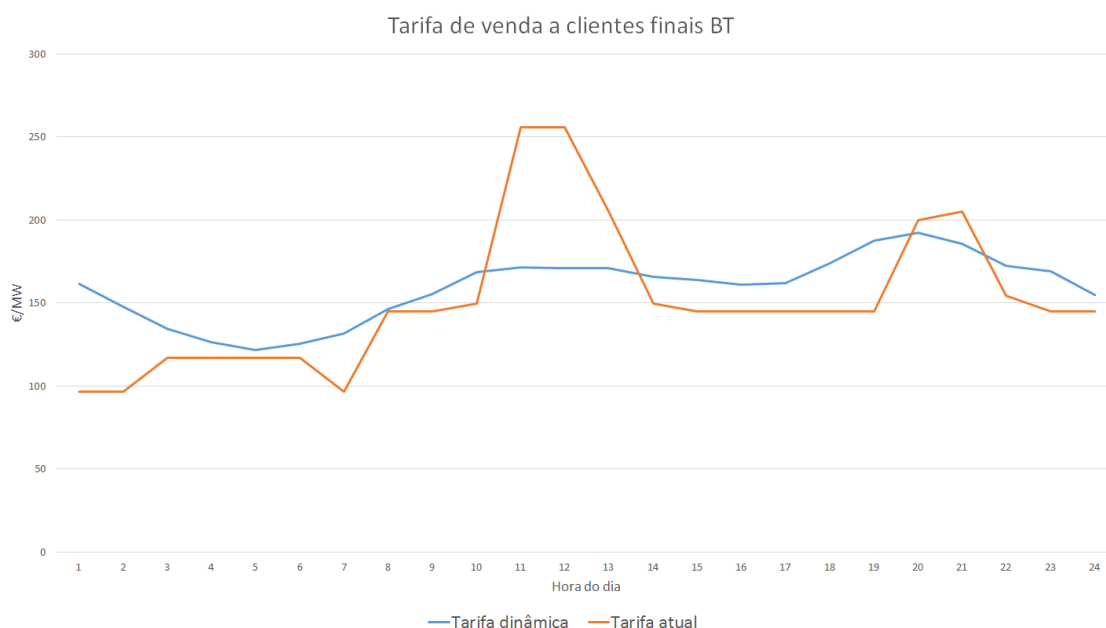


Figura 4.12 – Média horária da tarifa de venda a clientes finais para os dois modelos em análise (atual e dinâmico segundo a visão do sistema)

Analisando a média horária dos dois modelos, conclui-se que, na maior parte das horas, o modelo tarifário dinâmico apresenta valores mais elevados da tarifa final do que o modelo atual. No entanto - e como aliás já foi mencionado - nas horas de ponta apresenta valores muito mais reduzidos do que o modelo atual. Numa visão diária dos preços, o modelo dinâmico pode parecer não compensar, devido a ter, na maior partes das horas, um custo superior ao atual. No entanto, é importante salientar que este reflete os **custos reais do sistema** e que é esperada uma resposta dinâmica do consumidor no sentido de reduzir os seus próprios custos e, assim, reduzir os custos do sistema como um todo.

4.3.1.1 Comparação das metodologias para o cálculo da parcela II (UGS II) da Tarifa do Uso Global do Sistema

Tal como apresentado no capítulo 3, inicialmente foi desenvolvido um modelo que apresentava a UGSII com valor horário constante ao longo do tempo. Nesta metodologia, foram apresentadas duas vertentes diferentes: considerando a divisão dos sobrecustos segundo o estipulado pela ERSE e realizando uma divisão por igual independentemente do nível de tensão. Nestas duas variantes, a componente da parcela II que mais influencia as variações é a do sobrecusto da PRE que, segundo a divisão feita para Entidade Reguladora é maioritariamente assegurado pelos consumidores de baixa tensão. Assim, caso se considere a divisão segundo a ERSE, os consumidores em MT pagariam, hora a hora, um valor quase nulo correspondente ao sobrecusto da PRE e os consumidores em BT pagariam cerca de 43 €/MWh, tal como se observa na tabela 4.7. Caso a divisão fosse feita

igualmente pelos diferentes níveis de tensão, tanto os consumidores de média como baixa tensão pagaria, hora a hora, cerca de 19,5 €/MWh.

Tabela 4.7 – Valor médio horário a pagar pelo sobrecusto da PRE, em €/MWh, segundo duas vertentes

	€/MWh - para todos os consumidores	
	Considerando divisão segundo a ERSE	Considerando divisão por igual
Baixa Tensão	42,6	19,5
Média Tensão	0,1	

Em termos de valores finais do preço da energia elétrica, e como é fácil compreender, para a opção de igualdade por níveis de tensão, os consumidores de baixa tensão veriam o preço da tarifa reduzir significativamente enquanto que os consumidores de média tensão teriam um aumento no valor da mesma. No gráfico da figura 4.13, apresenta-se a tarifa de venda a clientes finais em baixa tensão nas duas vertentes e na figura 4.14 está apresentada a mesma distinção para clientes de MT que comprovam as conclusões acima apresentadas.

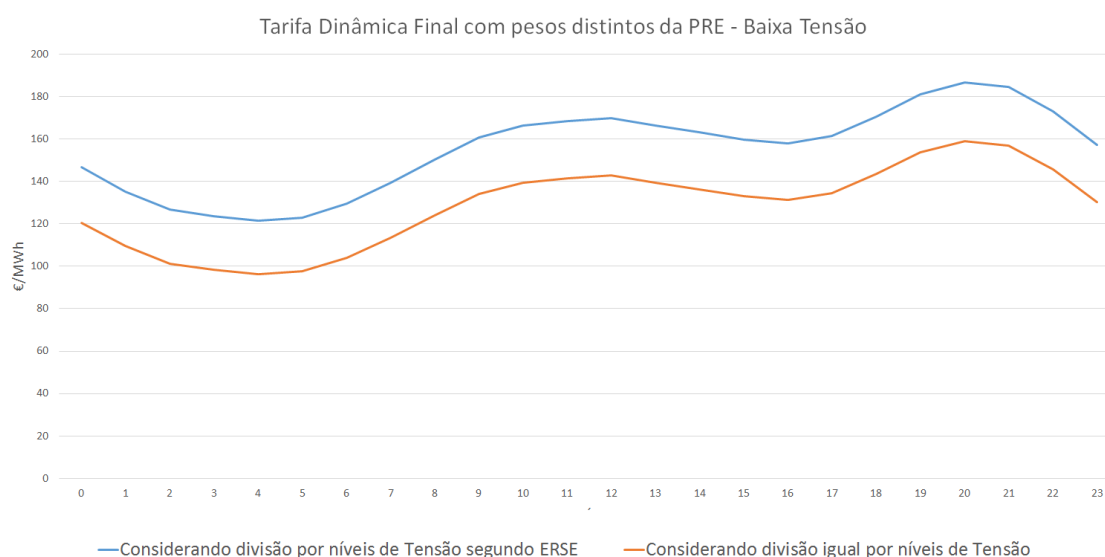


Figura 4.13 – Médias horárias da tarifa de venda a clientes finais em BT para as duas divisões do sobrecusto da PRE

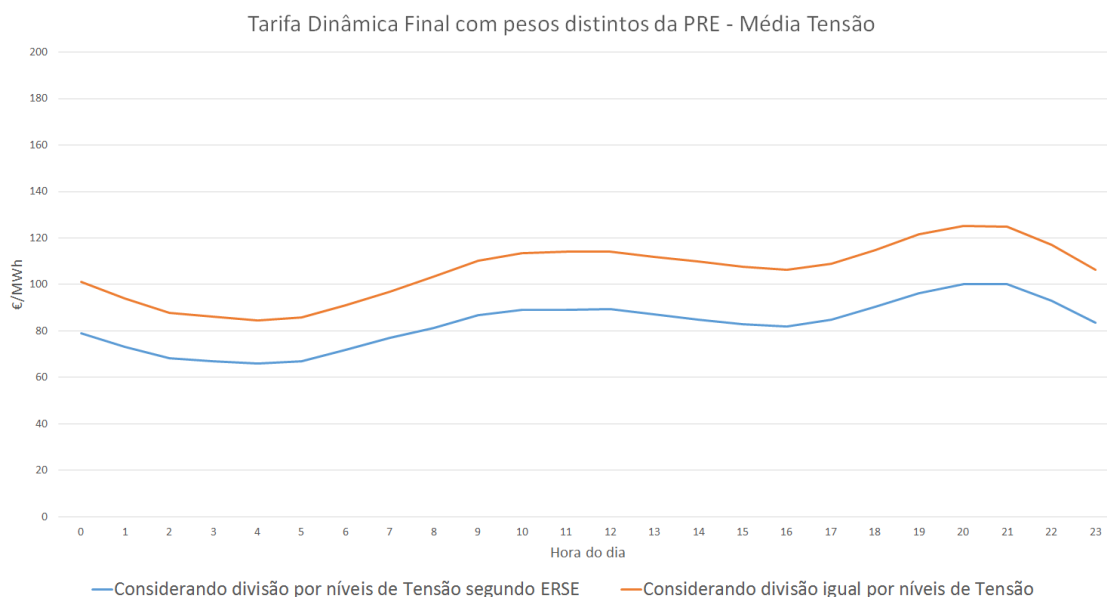


Figura 4.14 – Médias horárias da tarifa de venda a clientes finais em MT para as duas divisões do sobrecusto da PRE

Feita a análise da diferença em termos de divisões pelos níveis de tensão, é importante proceder a uma análise quanto ao sinal desenvolvido para o sobrecusto da produção em regime especial. Como já explicado em 3.2.2, a criação deste sinal teve como intuito incentivar os consumidores a aumentar o seu consumo nas horas em que a PRE apresentasse uma parcela bastante significativa quando comparada com o valor de energia consumida. Assim sendo, é necessário analisar se, em termos da tarifa final, esta parcela modificada envia o sinal pretendido.

Na figura 4.15 é apresentada, no eixo principal, a tarifa dinâmica final horária média em duas vertentes: considerando o sobrecusto da PRE um valor horário fixo e considerando a variação horária apresentada no capítulo 3. No eixo secundário, pode observar-se a fração média de PRE pelo consumo em cada hora do dia.

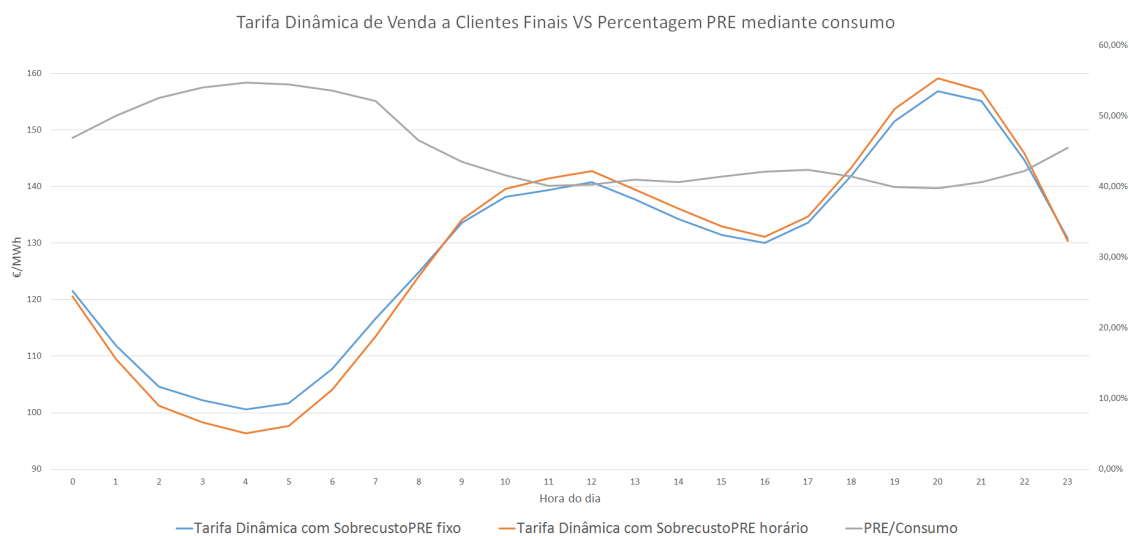


Figura 4.15 – Médias horárias da tarifa dinâmica final considerando as duas vertentes do sobrecusto da PRE - fixo ou horário

Através da figura acima, conclui-se que, como era de esperar, o sinal desenvolvido está a amplificar a tarifa por forma a incentivar o consumo nas horas pretendidas. Assim, nas horas de vazio da madrugada, por exemplo, em que a produção em regime especial apresenta um valor bastante significativo na satisfação do consumo (linha cinzenta do gráfico - eixo secundário), a tarifa dinâmica que contém o sinal criado “obriga” à redução do preço final, para que assim os consumidores sejam incentivados a aumentar o seu consumo, levando a um equilíbrio entre a produção e o consumo. Por outro lado, nas horas em que a percentagem de PRE em função do consumo é bastante mais reduzida, por exemplo, entre as 11 e as 12 horas, o sinal amplifica o valor final da tarifa, incentivando à redução do consumo de energia elétrica. Assim, é possível concluir que, a variação horária do sobrecusto da PRE tem influências positivas no sinal de preço a enviar aos consumidores, pelo que é a melhor opção a adotar.

4.3.1.2 Comparação dos Modelos Tarifários em situações pontuais do sistema

Feita uma análise em termos médios horários, serão apresentadas agora comparações em situações em que o sistema se comporta de maneiras distintas.

Nesta primeira análise, é estudada a influência do tipo de produção no preço final de energia elétrica através da comparação de dois dias distintos: um dia em que a produção através de centrais térmicas foi muito reduzida, sendo o consumo praticamente todo satisfeito através de renováveis e um dia em que acontece precisamente o contrário. Ambos os exemplos se referem a dias do ano em simulação, ou seja, 2014.

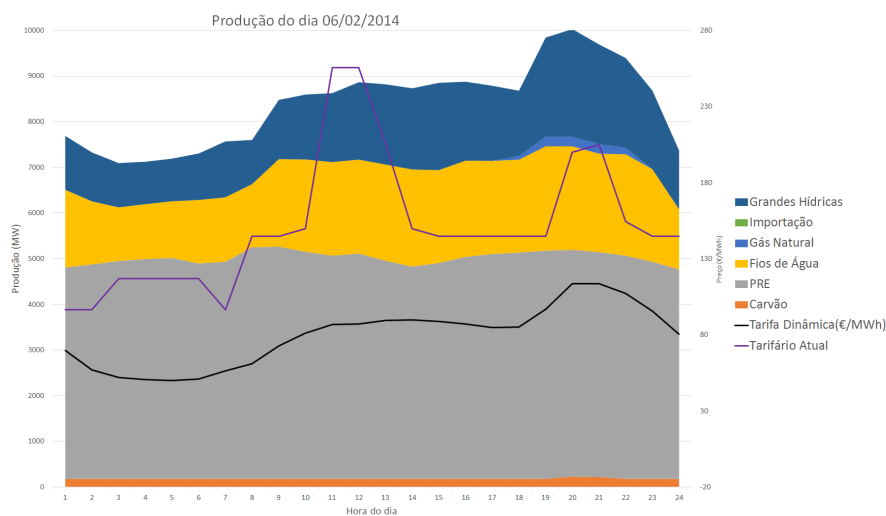


Figura 4.16 – Dia com grande produção através de recursos renováveis

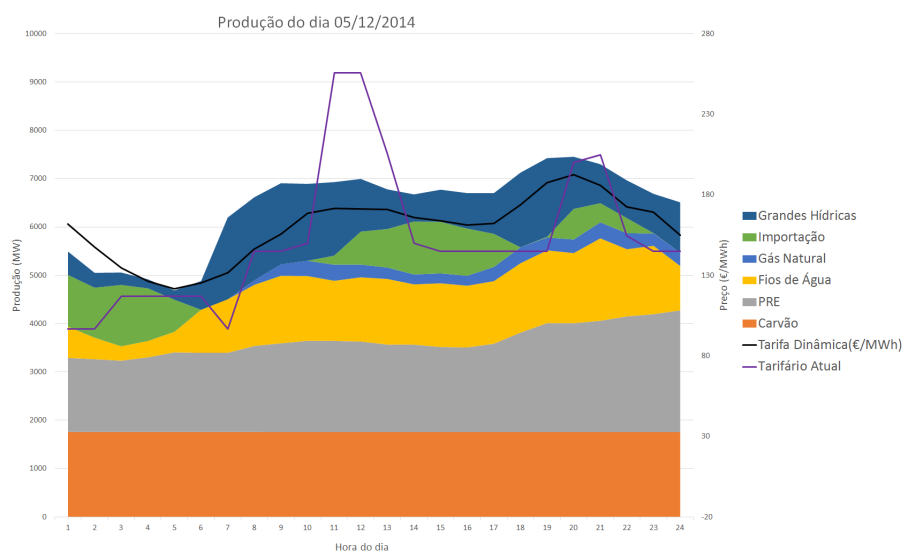


Figura 4.17 – Dia com produção mediana através de recursos renováveis

Comparando as duas figuras chega-se às seguintes conclusões:

1. Independentemente do tipo de produção predominante em cada dia, através do tarifário atual, a curva da tarifa final mantém-se intacta.
2. Quando o valor da produção através de fontes renováveis aumenta, o valor de importação reduz significativamente, sendo que, no dia 6 de Fevereiro foi sempre nula.
3. Quando, durante todo o dia, a PRE apresenta um valor bastante considerável na satisfação do consumo, o valor da tarifa final dinâmica é puxado para preços mais reduzidos, incentivando o aumento do consumo.
4. Tal como já mencionado acima, quando existe muita produção através de centrais térmicas, o preço da tarifa final dinâmica é mais elevado.

Por fim, é importante perceber quais as diferenças das tarifas durante a semana e o fim-de-semana. Para isso, na figura 4.18 é apresentada a média de produções diárias. Como se observa na figura, apesar dos valores de produção serem relativamente mais reduzidos no fim-de-semana, em termos proporcionais, não existe diferença entre a semana e o fim de semana.

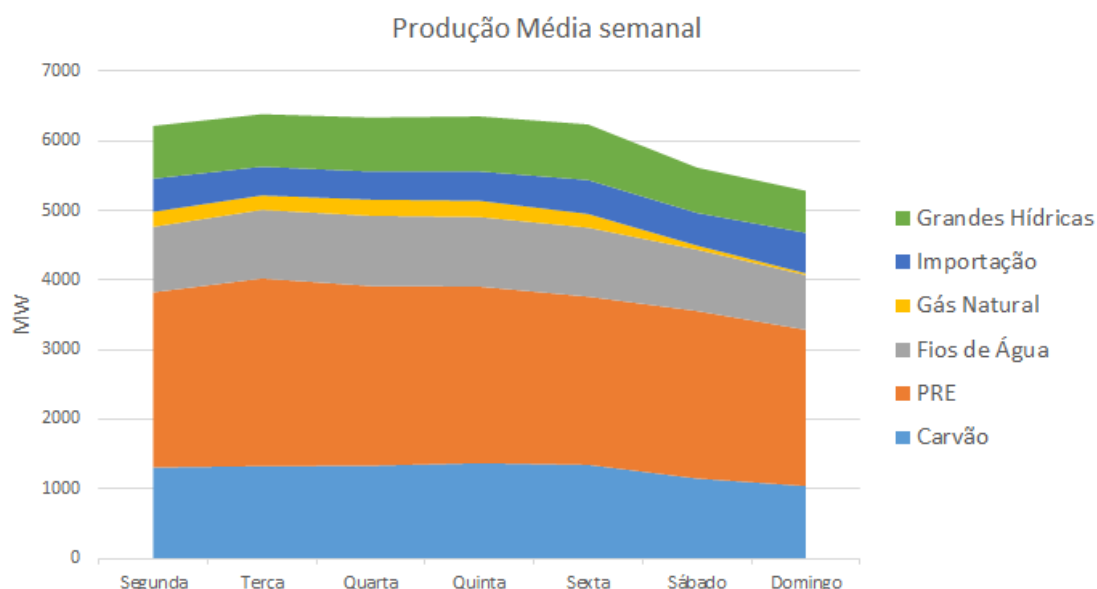


Figura 4.18 – Média horária da produção, em cada dia da semana, das diferentes tecnologias

No que toca ao valor do coeficiente de perdas, em média, sofre uma redução às sextas e sábados, sendo que aos domingos é praticamente igual aos restantes dias da semana, tal como se observa na figura 4.19.

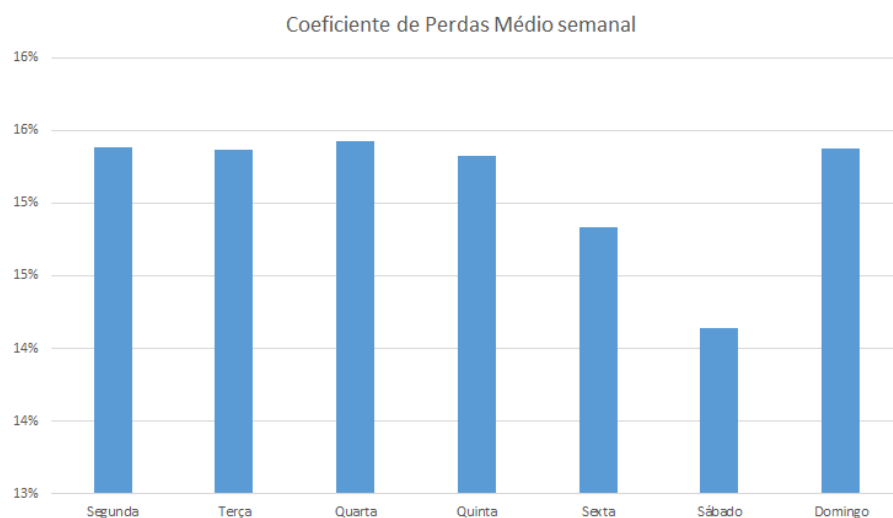


Figura 4.19 – Média horária do coeficiente de perdas, em cada dia da semana

Veja-se agora o que acontece em termos de tarifa final de Energia Elétrica, em €/MWh, através da figura 4.20

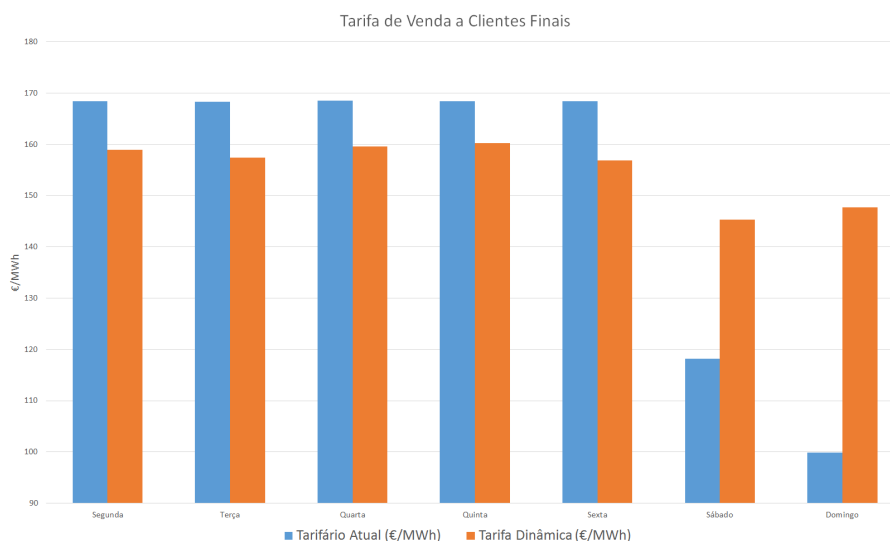


Figura 4.20 – Média horária da tarifa final, em cada dia da semana, para os dois modelos em análise

Nesta figura, observa-se que, atualmente, o modelo em vigor apresenta valores bastante mais reduzidos nos dias de fim-de-semana, comparativamente aos dias da semana. Esta redução como visto atrás não é relativa à produção e, quanto às perdas, apesar de existir um decréscimo no valor durante os sábados, não é, em percentagem, tão elevado e aos domingos esse decréscimo não se verifica. Assim, pode-se dizer que a redução bastante significativa do valor da tarifa atual durante o fim-de-semana é artificial, uma vez que não existem razões físicas para ela existir e, devido a ela, os preços médios dos restantes dias da semana são mais elevados do que deveriam ser. Com isto conclui-se que a tarifa atual incentiva ao lazer e desincentiva ao trabalho, uma vez que, durante os dias em que as indústrias estão, maioritariamente em operação, os preços são francamente superiores aos dias em que estas estão normalmente paradas.

Quanto à tarifa dinâmica, os valores durante o fim-de-semana são também mais reduzidos do que durante os dias da semana mas neste caso a redução não é artificial e deve-se à variação dos coeficientes de perdas e dos preços de mercado, sendo que, mesmo assim, comparado com o preço nos restantes dias da semana não apresenta tanta discrepância como no modelo atual.

4.3.2 Impactos do Modelo nos Consumidores

Feita a análise em termos de tarifário final, é necessário agora proceder a um estudo do impacto que estas tarifas apresentariam em consumidores reais, analogamente ao que sucedeu em 4.2.2.

Para o caso de consumidores em média tensão recorreu-se, novamente às indústrias A e B. Para saber quais os valores que estas pagariam com os diferentes modelos, utilizou-se a equação 4.2 que utiliza o valor horário da tarifa final de energia elétrica e o valor horário de consumo para saber qual o valor a pagar, pelo consumidor, em cada hora. Posteriormente, foram somados os

valores obtidos hora a hora para ficar a conhecer-se o preço final, em €, que cada indústria pagaria com cada um dos modelos em estudo.

$$PF_h = TF_h \times E_{consumida,h}, \quad (4.2)$$

onde se tem que:

- PF_h - Preço final a pagar pela energia elétrica, na hora h, em €/MWh.
- TF_h - Tarifa final a cobrar aos consumidores na hora h, em €/MWh;
- $E_{consumida,h}$ - Energia consumida, na hora h em MWh.

Por forma a ser possível comparar os resultados do modelo desenvolvido com os resultados do modelo atualmente em vigor, foi utilizado, para a divisão do valor do sobrecusto da PRE, o mesmo raciocínio agora em vigor, segundo a ERSE.

Os valores totais, em €, para cada modelo estão apresentados na Tabela 4.8.

Tabela 4.8 – Preço final anual a pagar, em €, pelas indústrias A e B

	Indústria A	Indústria B
Tarifário Atual	581 833,79 €	210 149,98 €
Tarifário Dinâmico sem DR	477 851,71 €	164 940,41 €

Como se observa, através do tarifário dinâmico, tanto a indústria A como a B conseguem uma redução no valor da fatura energética anual. A indústria A consegue uma redução anual de cerca de 22% e a indústria B, consegue uma redução ainda mais significativa de cerca de 32%. Assim, caso as indústrias mantivessem o mesmo consumo, com a introdução da tarifa dinâmica, conseguiriam uma redução significativa do preço da fatura energética.

No entanto, existe a possibilidade, apresentada já neste documento, de introduzir uma distribuição uniforme dos sobrecustos por níveis de tensão, o que leva a que os consumidores de média tensão passem a pagar pelo sobrecusto da PRE fazendo isto com que, consequentemente, exista um aumento do valor a pagar pela energia elétrica. Caso esta medida viesse a ser adotada e as indústrias mantivessem o seu consumo tal como em 2014, os valores a pagar pela energia elétrica seriam bastante mais elevados, tal como se apresenta na Tabela 4.9.

Tabela 4.9 – Preço final anual a pagar, em €, pelas indústrias A e B, com distribuição uniforme do sobrecusto da PRE

	Indústria A	Indústria B
TD c/ Sobrecusto PRE dividido por igual	607 981,59 €	209 266,18 €

A introdução desta distribuição uniforme leva a que, do lado do consumidor de média tensão tenha que existir uma resposta correta às variações dos preços para que consiga uma redução da fatura energética. No entanto, para estes consumidores é muitas vezes impraticável a deslocação de carga para outras horas do dia devido, por exemplo, aos ciclos de produção que a indústria

apresenta, levando à necessidade de consumir nas horas de maior custo. Esta inevitabilidade faz com que, para os consumidores nestes níveis de tensão, não seja vantajosa uma mudança para a tarifa dinâmica com divisão por igual do sobrecusto da PRE.

No caso de clientes de baixa tensão, a situação é um pouco diferente. Como já foi mencionado, segundo a divisão da Entidade Reguladora, aos clientes de baixa tensão está associado o pagamento de praticamente todo o sobrecusto referente à produção em regime especial e, por isso mesmo, esta componente terá um valor bastante mais elevado para estes consumidores. Na Tabela 4.10 apresentam-se os valores a pagar, pelo cliente de baixa tensão em análise, para as situações do tarifário atual e para o modelo de tarifa dinâmica desenvolvido.

Tabela 4.10 – Preço final anual a pagar, em €, pelo consumidor em baixa tensão

	Cliente BT
Tarifário Atual	617,15 €
Tarifário Dinâmico sem DR	665,21 €

Através da tabela acima apresentada conclui-se que, para um consumidor de baixa tensão que mantenha o seu perfil de consumo, a introdução de tarifas dinâmicas com divisão dos sobrecustos segundo a ERSE não é vantajosa pois aumenta em 8% a fatura anual. De relembrar que, com a introdução da tarifa dinâmica do uso das redes tinha-se conseguido uma redução de cerca de 15%, que mesmo assim não compensou o aumento das restantes tarifas tornadas dinâmicas, levando a uma inflação do valor anual final. No entanto, existe a possibilidade de uma divisão uniforme dos sobrecustos pelos vários níveis de tensão. Esta alternativa poderá trazer vantagem para os clientes de baixa tensão, tal como mostra a tabela 4.11.

Tabela 4.11 – Preço final anual a pagar, em €, pelo consumidor em baixa tensão, com distribuição uniforme do sobrecusto da PRE

	Cliente BT
TD c/ Sobrecusto PRE dividido por igual	552,88 €

Tal como se esperava, esta distribuição uniforme fez com que o preço a pagar, pelo consumidor de baixa tensão, reduzisse em cerca de 10% comparativamente ao modelo atual e, face à outra possibilidade, cerca de 17%.

No que toca à distribuição do sobrecusto da produção em regime especial em caso de introdução destas tarifas dinâmicas é necessário, por parte das entidades competentes, decidir o que será melhor: se usar a divisão por igual e favorecer os consumidores domésticos ou se continuar com a divisão tal como a ERSE estipula atualmente, favorecendo assim os consumidores de média tensão. No entanto, no caso de introdução destes modelos, independentemente da decisão que a Entidade Reguladora tomasse, cabia ao consumidor responder corretamente aos sinais enviados para conseguir uma redução significativa no preço da sua fatura de energia elétrica.

4.4 Análise Crítica do Modelo de Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais segundo a Visão do Comercializador

Para a realização da simulação deste modelo foi escolhido um comercializador considerado “grande”, ou seja, que adquire grande quantidade de energia horária. Todos os dados utilizados acerca deste foram obtidos através da base de dados de mercados da Rede Elétrica Nacional.

4.4.1 Resultados do Modelo em €/MWh

Tal como já explicado aquando da metodologia associada a estes modelos, comparativamente com o modelo segundo a visão do sistema, a única tarifa que permanece inalterada é a tarifa de acesso às redes como um todo, ou seja, no que toca à tarifa de uso das redes e à tarifa de uso global do sistema. Assim, a análise feita a este nível numa fase anterior é também válida para este modelo.

No entanto, quanto à tarifa de energia e de comercialização, o mesmo não acontece. Assim sendo, nesta secção será realizada uma análise comparativa entre estas tarifas numa perspetiva dinâmica do sistema e do comercializador.

Quanto à tarifa de Energia esta, para além de englobar os preços do mercado SPOT também tem em consideração os contratos a longo prazo que cada comercializador possa ter realizado. Em termos comparativos com a visão do sistema, o que se espera com esta alteração é que, sendo os contratos a longo prazo feitos com valores de preço fixo para todas as horas, a curva do preço da energia elétrica seja suavizada, ou seja, não obtenha variações tão bruscas no preço. Na figura 4.21 são apresentadas duas curvas da tarifa de energia representadas através da média horária para o ano de 2014.

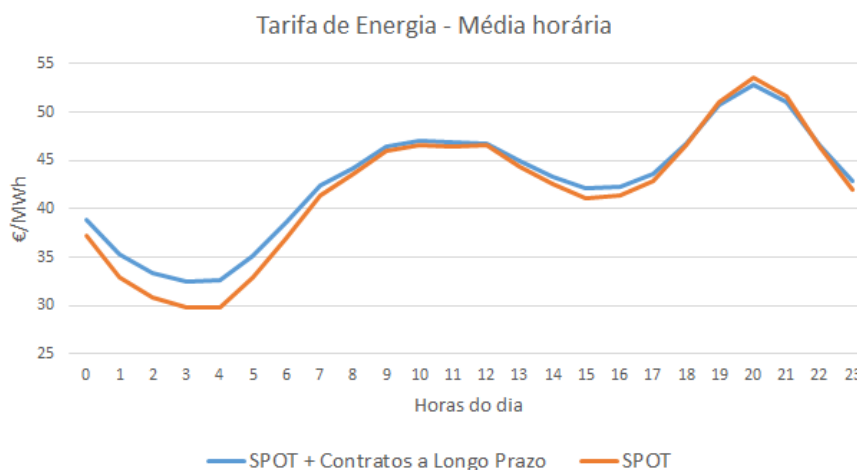


Figura 4.21 – Médias horárias das tarifas de energia, para o ano de 2014

Através da figura acima observa-se, tal como era de esperar, a suavização da curva da tarifa de energia - visão comercial - face à tarifa de energia segundo a visão do sistema. Uma vez que

esta componente apresenta um peso significativo no valor final da tarifa, tal como se vai poder ver mais à frente, é de esperar que tenha alguma influência e que traga alterações na curva da tarifa final.

Veja-se agora como se comporta esta tarifa em termos mensais, através da figura 4.22.

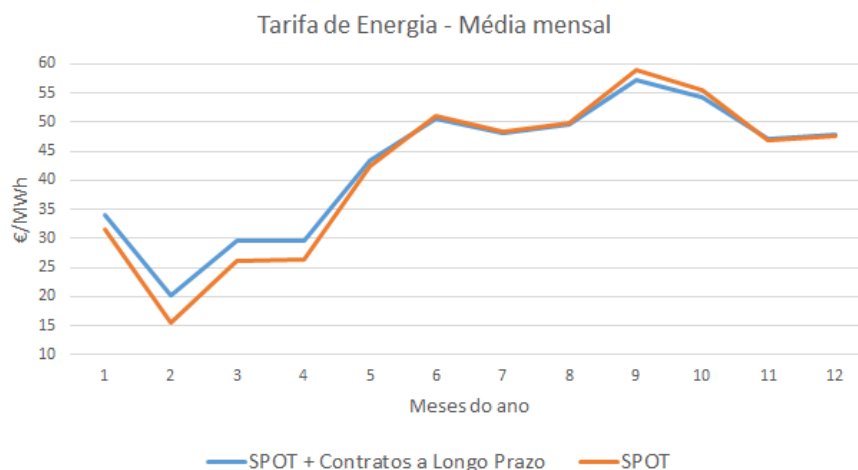


Figura 4.22 – Média mensal das tarifas de energia, para o ano de 2014

Tal como acontecia com as médias horárias, também mensalmente a introdução dos contratos a longo prazo vem suavizar a curva relativa a esta tarifa.

Agora, como será que se comporta a tarifa de comercialização? Tal como já apresentado em 3.2.3, nesta nova visão do modelo foi adicionado, aos custos dos desvios uma componente que permite amplificar os sinais relativos a estes. Na figura 4.23 é apresentada, a amarelo, a tarifa de comercialização mais simples, ou seja, considerando apenas o custo fixo de comercialização e o custo dos desvios e a azul a tarifa de comercialização completa, contendo a amplificação dos custos de desvios. Para além disso, a cor de laranja (eixo secundário) são apresentados os desvios que o comercializador apresentou, em média, em cada hora do dia.

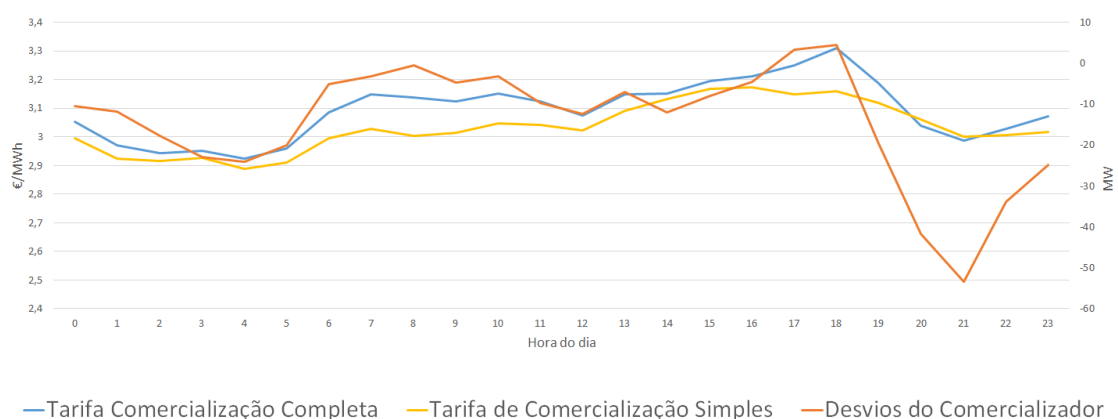


Figura 4.23 – Médias horárias das tarifas de energia com e sem amplificação dos desvios e respetivos desvios obtidos, para o ano de 2014

De um modo geral, o preço da tarifa de comercialização, contendo a amplificação dos desvios apresenta valores mais elevados do que a outra tarifa dinâmica, sem essa amplificação. No entanto, e tal como era pretendido, quando o desvio apresenta valores mais elevados, ou seja, quando se afasta mais do valor médio, a tarifa de comercialização completa amplifica mais o seu valor, fazendo com que estas variações dos desvios possam ser mais notórias. Veja-se, por exemplo, as horas 20 e 21, em que o desvio apresenta valores negativos bastante significativos, o valor da tarifa de comercialização desce vertiginosamente até apresentar uma pequena redução face à tarifa mais simples.

No entanto, e tal como acontecia no modelo segundo a visão do sistema, esta tarifa representa uma percentagem muito pequena da tarifa final de energia elétrica, tal como se pode ver na Tabela 4.12, pelo que este sinal, enviado através da tarifa final não terá influência significativa para o consumidor.

Tabela 4.12 – Valor médio, em €/MWh, e peso, em %, de cada componente na tarifa final de energia elétrica segundo a visão do comercializador

	Tarifa Comercialização (TC)	Tarifa de Energia (TE)	Tarifa do Uso da Rede de Transporte (TURT)	Tarifa do Uso da Rede de Distribuição (TURD)	Tarifa do Uso Global do Sistema (TUGS)
Valor Médio de cada Componente (€/MWh)	3,09	42,81	4,64	21,74	62,95
Peso de cada Componente	2,29%	31,66%	3,43%	16,08%	46,55%

Como se observa pela Tabela, comparativamente aos valores obtidos para a tarifa segundo a visão do sistema (Tabelas 4.5 e 4.6) é fácil perceber que o peso de cada componente mantém-se relativamente próximo, não apresentando grandes variações. No que toca ao valor médio de cada componente, o mesmo acontece, não se verificando grandes alterações desta visão para a visão do sistema.

Para concluir esta análise, na figura 4.24 apresenta-se a tarifa final de venda aos clientes para as duas visões analisadas, numa perspetiva média horária, para o ano de 2014.

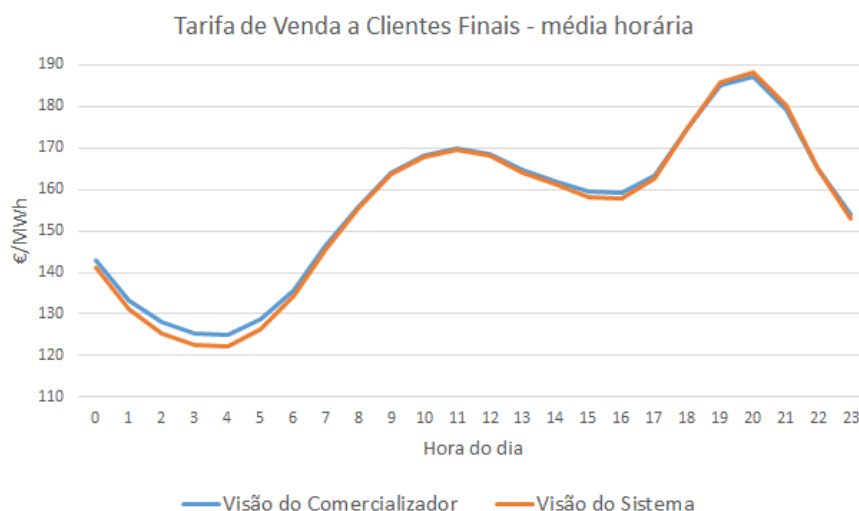


Figura 4.24 – Tarifa final de venda a clientes em baixa tensão, para os modelos de visão do sistema e comercial

Como se observa pela figura, e tal como se esperava, na tarifa final de venda aos clientes segundo a visão do comercializador, observa-se uma suavização dos valores médios praticados, sendo a tarifa de energia responsável por estas alterações. De uma maneira geral, não existem grandes modificações e o comportamento da curva é precisamente o mesmo nas duas visões.

4.4.2 Impactos do Modelo nos Consumidores

Tal como na secção anterior, são agora analisados os impactos deste modelo nos consumidores finais. No entanto, contrariamente ao sucedido anteriormente em que se comparava com o tarifário atual, seguir-se-á a mesma lógica acima apresentada e a comparação será efetuada entre os dois modelos tarifários dinâmicos em estudo.

De notar que foram utilizados novamente os dados das mesmas indústrias em média tensão, assim como o mesmo perfil de baixa tensão.

Começando pelos clientes de média tensão, na tabela 4.13, apresentam-se os valores a pagar, pelas indústrias, caso escolhessem um dos tarifários dinâmicos.

Tabela 4.13 – Preço final a pagar, em €, nos dois modelos tarifários dinâmicos, pelas indústrias de MT

	Indústria A	Indústria B
Visão Comercial	480 575,39 €	165 549,40 €
Visão do Sistema	477 851,71 €	164 940,41 €

Para o caso do consumidor de baixa tensão, os valores obtidos apresentam-se na tabela abaixo.

Tabela 4.14 – Preço final a pagar, em €, nos dois modelos tarifários dinâmicos, para o cliente de BT

	Cliente BT
Visão Comercial	668,34 €
Visão do Sistema	665,21 €

Através das Tabelas acima apresentadas, chega-se à conclusão que as diferenças entre um e outro modelo são bastante reduzidas, sendo que, no caso de média tensão escolhendo a visão comercial o consumidor fica a lucrar e, no caso de baixa tensão acontece o oposto. Para que a visão comercial possa ser vantajosa para ambos os níveis de tensão, cabe ao próprio comercializador adaptar o valor da tarifa fixa de comercialização para um valor mais apelativo para os consumidores.

4.5 Análise Crítica do Modelo de Tarifas Dinâmicas para a Região Autónoma dos Açores

Nesta secção é apresentada uma análise detalhada dos resultados obtidos com a simulação do modelo desenvolvido em 3.3 para o caso de estudo da ilha de São Miguel. Tal como nas secções anteriores, inicialmente é realizada uma análise do modelo a aplicar aos consumidores e, posteriormente é simulado o modelo em vários perfis de consumidores, por forma a analisar os impactos que este modelo poderia vir a ter.

4.5.1 Resultados do Modelo em €/MWh

Após a obtenção das curvas de consumo características e a curva de consumo total da central térmica em função da produção total dessa mesma central, foi calculado o valor do custo horário operacional da mesma, multiplicando cada valor de consumo, em kilogramas, pelo preço do fuelóleo industrial que, segundo [50] é atualmente de 0,49 €/kg.

Posto isto, e dividindo cada valor horário de custo pelo respetivo valor horário de produção total na ilha de São Miguel, obteve-se parte da tarifa de energia, apelidada neste documento de CDCP, que apresenta uma variação dependente da quantidade de potência produzida através da central térmica, tal como mostra a figura 4.25. Nesta figura é possível observar um gráfico acumulado das médias horárias dos vários tipos de tecnologias de produção na ilha em estudo assim como uma média horária da tarifa construída através dos custos da central térmica.

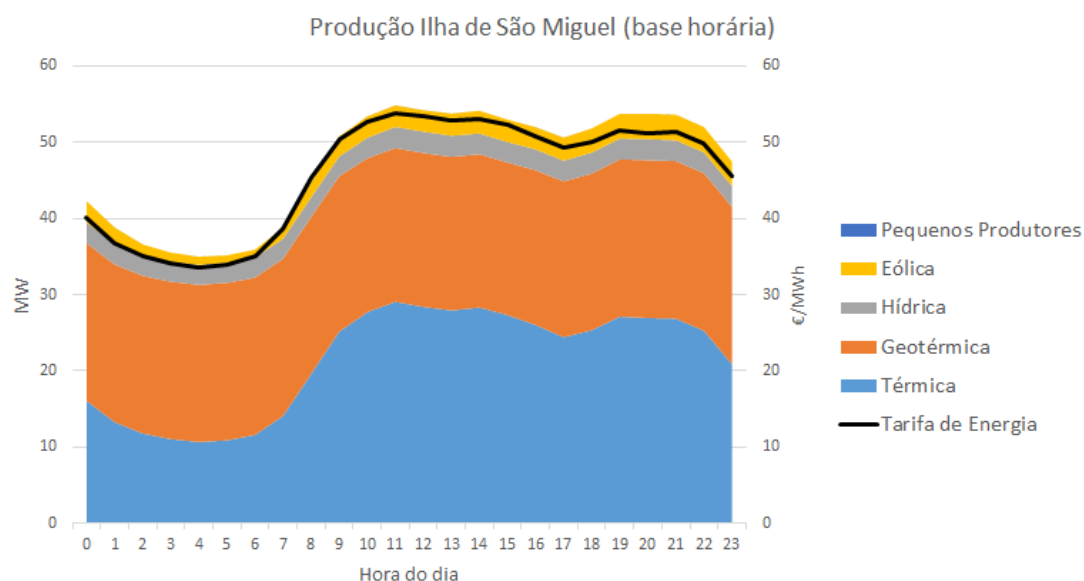


Figura 4.25 – Média horária de produção na ilha de São Miguel, para a amostra do ano de 2014

Como é de facilmente perceptível, a tarifa desenvolvida anteriormente apresenta um comportamento totalmente semelhante à produção através da central térmica: quando a produção é mais reduzida, por exemplo, nas horas de vazio da madrugada, o valor da tarifa atinge um mínimo de 35 €/MWh e, quando o valor de potência produzido pela central é muito elevado, o valor a pagar referente a estes custos também aumenta significativamente, ultrapassando os 50 €/MWh.

O mesmo acontece quando se realiza uma análise mensal, através das médias obtidas em cada mês, apresentadas na figura 4.26. De notar que o período para o qual existem dados inicia-se em janeiro de 2014 e acaba no início do mês de Novembro, tendo sido por isso cortados os meses de Dezembro (por falta de dados) e Novembro (por não existir uma quantidade suficiente de dados).

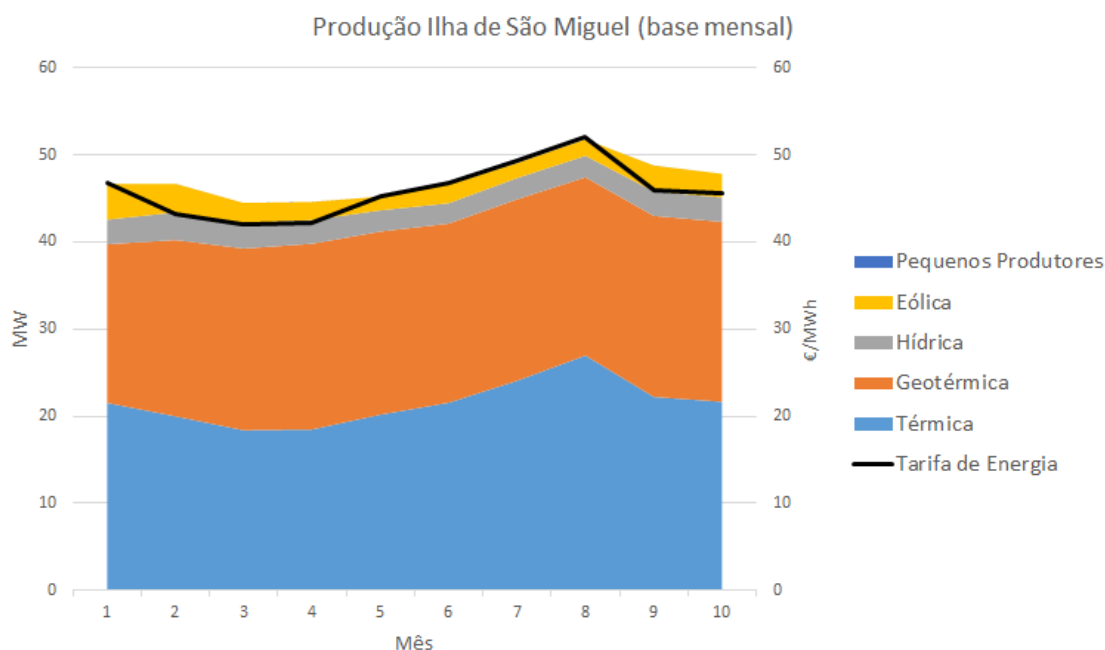


Figura 4.26 – Média mensal de produção na ilha de São Miguel, para os meses de janeiro a outubro de 2014

Por forma a englobar esta componente desenvolvida na tarifa de venda a clientes finais foi então importante saber qual o peso que esta apresentava no valor médio atual pago pelos consumidores. Para isso, foi simulada a tarifa atual de baixa e média tensão para o caso mais complexo em vigor, ou seja, para a existência de 3 períodos tarifários no caso de clientes BT e a existência de 4 para os clientes de MT. Feita a simulação, calculou-se a média do preço que atualmente os consumidores pagam pela energia elétrica nos dois níveis de tensão, assim como o valor médio da tarifa desenvolvida anteriormente. Os valores obtidos apresentam-se na tabela 4.15, acompanhados da percentagem que essa componente representa no valor da tarifa final.

Tabela 4.15 – Valores médios das tarifas atuais para os níveis de consumo BT e MT, em €/MWh, valor médio da componente dinâmica dos custos de produção (CDCP) e percentagem dessa na tarifa de venda a clientes finais em vigor nos Açores

	Baixa Tensão	Média Tensão
Tarifa atual média (€/MWh) (1)	130,96	103,29
CDCP médio (€/MWh) (2)	45,85	
% (1)/(2)	35,0%	44,4%

Tendo obtido estes valores e recorrendo à equação 3.36 da página 50 foi possível obter uma tarifa final a pagar pelos consumidores que dependa dos custos reais de produção através da central térmica sendo, para isso, variável hora a hora. Na figura 4.27 é apresentada a média horária da tarifa final em dois moldes bem diferentes: tal como se paga atualmente (curva a azul) e como se pagaria com o modelo dinâmico aqui estudado (a laranja). De notar que esta tarifa é apresentada

para o caso de clientes de baixa tensão sendo, de comportamento semelhante, para os clientes de MT.

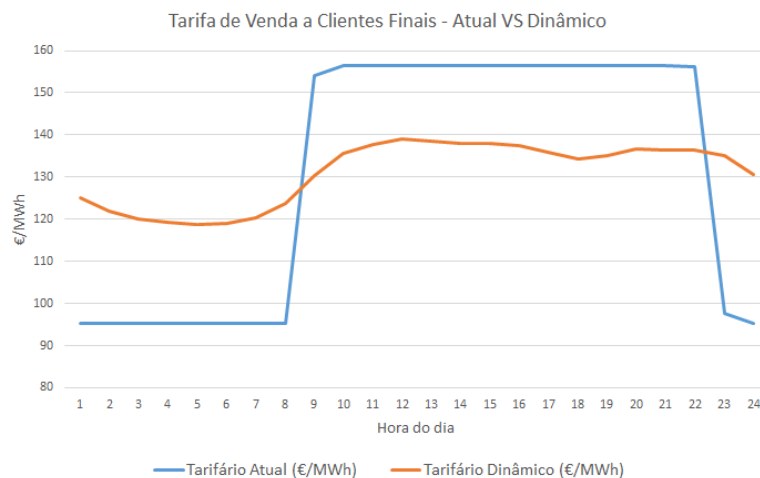


Figura 4.27 – Média horária da tarifa de venda a clientes finais da ilha de São Miguel na vertente atual e dinâmica

Como se observa, o valor médio da tarifa mantém-se inalterado quando se passa de uma tarifa fixa e praticamente constante para uma tarifa dinâmica de variação horária mas, devido às frequentes oscilações de preços, está-se a enviar um sinal que corresponde à realidade de custos com a utilização maior ou menor da central termoeletrica.

Abaixo apresenta-se um exemplo prático para uma só semana do ano de 2014, por forma a perceber a influência das diferentes produções na tarifa final dinâmica.

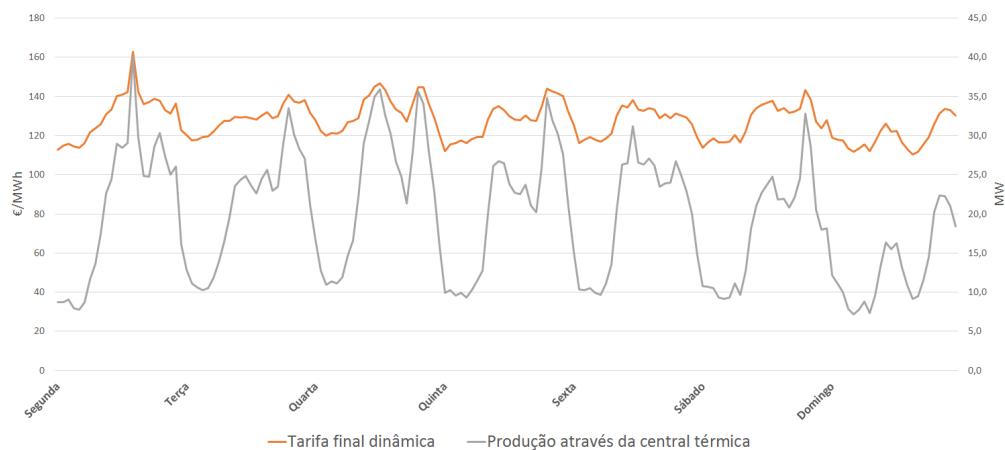


Figura 4.28 – Valores da tarifa final dinâmica e da produção através da central térmica da ilha de São Miguel

Tal como é observável para um caso concreto de uma semana do mês de fevereiro de 2014, a tarifa dinâmica apresenta um comportamento que é, em tudo semelhante à produção da central

térmica, isto é, caso a produção seja muito elevada, a tarifa apresenta valores também elevados e, caso a produção através da central térmica seja reduzida (estando a ser compensada por fontes renováveis) o valor da tarifa horária reduz.

Como é sabido, o preço dos combustíveis está em constante alteração e isso levará também à variação dos custos da central e consequente alteração do valor da tarifa de custos alocados. Para perceber o impacto desta variação, foram analisadas as alterações que ocorreriam caso o preço do fuelóleo subisse para o dobro, ou seja, caso se pagasse aproximadamente 1 €/kg.

Em termos da tarifa CDCP de por si só, os valores horários passam, em média, para o dobro do que eram anteriormente, tal como se observa na figura 4.29.

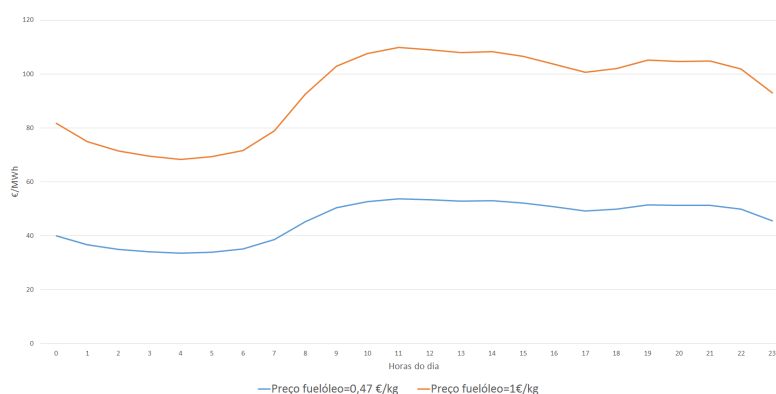


Figura 4.29 – Média horária da tarifa CDCP para diferentes cenários do fuelóleo industrial

Em termos percentuais face à tarifa final e, tal como é de esperar, os valores passariam também para o dobro, tal como mostra a Tabela 4.16.

Tabela 4.16 – Valores médios das tarifas atuais para os níveis de consumo BT e MT, em €/MWh, valor médio da componente dinâmica dos custos de produção para o fuelóleo a custar o dobro, em €/MWh e percentagem dessa na tarifa de venda a clientes finais em vigor nos Açores

	Baixa Tensão	Média Tensão
Tarifa atual média (€/MWh) (1)	130,96	103,29
CDCP médio (€/MWh) (2)	93,58	
% (1)/(2)	71,5%	90,6%

Uma vez que a percentagem do peso desta tarifa no preço final a pagar pelos consumidores aumenta substancialmente, é de esperar que, quando aplicada à tarifa final, apresente um impacto mais significativo nos sinais que envia. Na figura 4.30, pode observar-se a tarifa final dinâmica em duas situações distintas de preço do fuelóleo industrial.

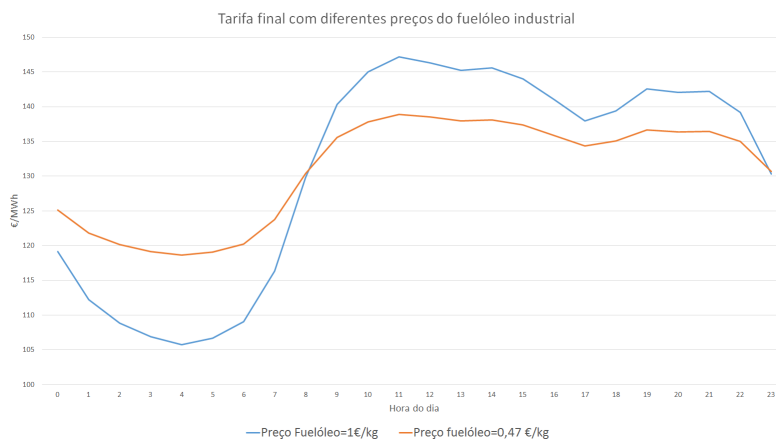


Figura 4.30 – Tarifa dinâmica final em situações distintas de preço de fuelóleo industrial

Tal como mostra a figura, em ambas as situações, o comportamento da curva é semelhante, tendo este um comportamento relacionado com a percentagem de produção através da central térmica, tal como explicado anteriormente. No entanto, com a subida do preço do combustível, as variações de preços nas diferentes horas do dia tornam-se mais evidentes, ou seja, quando anteriormente o valor final da tarifa era mais reduzido, devido à pequena percentagem de produção através da central térmica, com o aumento do preço do fuelóleo, passou ainda a ser mais vantajoso consumir nessas horas. Por outro lado, nas horas de maior produção desta central e, tal como é de esperar, com o aumento do preço do combustível, o valor da tarifa final aumenta também significativamente. Através deste gráfico conclui-se então que, apesar do aumento do preço do fuelóleo ser, em geral, desvantajoso devido ao aumento dos custos de produção que acarreta para o sistema, acaba por ser mais eficiente no envio do sinal pretendido para os consumidores.

4.5.2 Impactos do Modelo nos Consumidores

Por forma a ser possível efetuar a comparação com Portugal continental, foram utilizados os mesmos dados de consumo atrás apresentados, para calcular os valores anuais a pagar por diferentes consumidores. De notar que não existiam dados de produção para o ano de 2014 completo e, por isso mesmo, para efetuar uma estimativa do valor anual foi utilizado um fator de correção. Este fator é calculado da seguinte forma:

1. Contar o número de dias do ano presentes na amostra. A amostra de dados disponibilizada conta com 7416 dias.
2. Dividir esse número pelo total de dias do ano de 2014, ou seja, 8760 dias. Daqui obtém-se um fator de 0,8465.
3. Dividir o fator obtido pelo valor total a pagar pelos consumidores nas diferentes situações, em €, para a amostra de dados em estudo.

Começando pelos clientes de média tensão, é importante relembrar que se tratam de duas indústrias com consumos bastantes diferentes: a indústria A com consumos bastante elevados e a indústria B com um perfil de consumo mais reduzido.

Na tabela 4.17 estão apresentados os valores anuais a pagar pelas duas indústrias em estudo para o modelo tarifário atual e o modelo dinâmico desenvolvido.

Tabela 4.17 – Valores anuais a pagar, em €, pelas indústrias A e B, mediante ambos os modelos estudados

	Indústria A	Indústria B
Tarifário Atual	603 396,30 €	200 487,72 €
Tarifário Dinâmico sem DR	597 757,40 €	200 489,98 €

Tal como é observável, para a indústria A, o modelo dinâmico em análise seria compensador pois, mesmo que não existisse resposta dinâmica da parte dos consumidores, conseguiriam uma redução nos custos anuais. No caso da indústria A, a redução é de cerca de 2%, valor que pode ser considerado pouco significativo mas que tem que ter em consideração que não se está a considerar a possível resposta dinâmica do consumidor. Para a indústria B, existiu um ligeiro aumento que, em percentagem, é praticamente nulo.

Efetuada uma comparação com os valores obtidos em Portugal continental e, recordando a Tabela 4.8 da página 81, chega-se à conclusão que atualmente a tarifa em vigor nos Açores implica um custo mais elevado para clientes com perfis semelhantes aos da indústria A mas, por outro lado, é mais compensadora para clientes com perfis idênticos ao da indústria B. No caso das tarifas dinâmicas estudadas para as duas zonas, a vantagem recai sobre a tarifa desenvolvida para Portugal continental que iria repercutir-se num custo mais reduzido para estes consumidores.

Para o caso do cliente de baixa tensão, os resultados obtidos apresentam-se na tabela 4.18.

Tabela 4.18 – Valores anuais a pagar, em €, pelo cliente de BT, mediante ambos os modelos estudados

	Cliente BT
Tarifário Atual	529,33 €
Tarifário Dinâmico sem DR	546,37 €

Quando comparados os dois modelos da ilha, as diferenças são pouco significativas podendo considerar-se que são idênticos em termos de valores a pagar para este tipo de consumidor sendo que o tarifário atual leva uma vantagem de cerca de 3% mais barato do que o dinâmico.

Efetuada agora uma comparação com os resultados obtidos na tabela 4.10 da página 82, para ambos os modelos (atual e dinâmico), os clientes residentes na ilha de São Miguel com perfis de baixa tensão idênticos ao perfil em análise teriam um valor a pagar pela fatura de energia elétrica mais reduzido nos modelos estudados nesta secção do que se fossem aplicados os modelos desenvolvidos para Portugal continental. Recorde-se ainda que estas análises são realizadas tendo em consideração que os clientes não responderiam aos sinais de preço enviados, mantendo o seu perfil de consumo atual.

4.6 Análise Crítica dos Resultados Obtidos considerando uma Resposta Dinâmica dos Consumidores

Tal como apresentado na secção 3.4 do capítulo anterior, foi desenvolvida uma metodologia que permite simular a resposta dinâmica do consumidor a variações dinâmicas do preço. Nesta secção são apresentados os resultados gráficos e numéricos obtidos para os diferentes métodos considerando uma flexibilidade dos perfis de consumo anteriormente estudados (duas indústrias de média tensão e um consumidor de baixa tensão), apresentados na tabela 3.2 da página 52.

Na primeira parte são analisados os resultados obtidos através dos modelos desenvolvidos para Portugal Continental para o caso de MT e BT e, mais à frente, analisa-se os resultados obtidos através do modelo estudado para a ilha de São Miguel também para ambos os perfis.

4.6.1 Portugal continental

No caso de Portugal continental, inicialmente apresentam-se, para cada nível de tensão, os resultados gráficos e posteriormente os resultados numéricos. É de realçar que para a análise gráfica foi escolhido o método de tarifas dinâmicas segundo a visão do sistema considerando a divisão do sobrecusto da PRE tal como estipulado pela ERSE, uma vez que com este se pode efetuar uma comparação direta com o tarifário atual e, em termos de comportamentos gráficos, os modelos segundo visão do sistema ou do comercializador são idênticos, apresentando apenas valores médios acima ou abaixo um do outro (dependendo do nível de tensão).

Começando pelo caso dos perfis dos consumidores de média tensão disponibilizados, na figura 4.31 está apresentado um gráfico que contém a tarifa média dinâmica diária do ano de 2014, a tarifa média dinâmica horária (ambas no eixo secundário) e os consumos horários com e sem resposta dinâmica, para o caso da indústria A, no eixo principal.

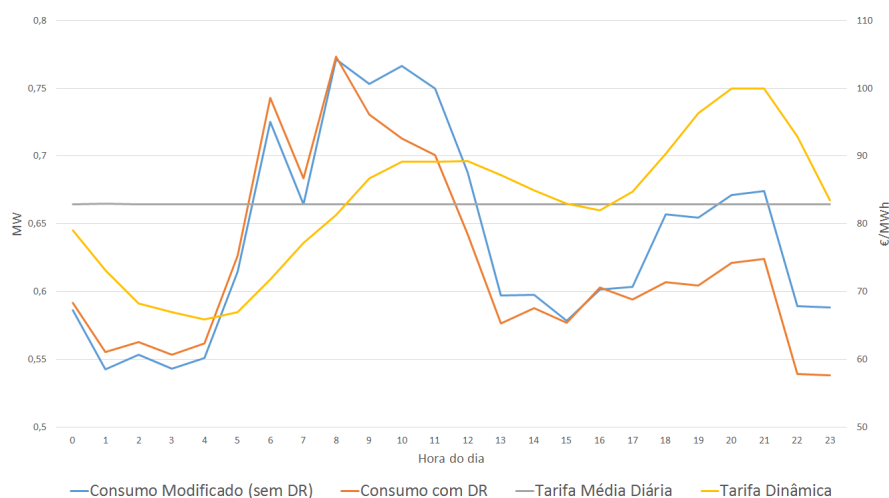


Figura 4.31 – Médias horárias do consumo com e sem *Demand Response* e tarifa dinâmica média e horária - indústria A

Tal como é observável, quando a tarifa horária apresenta valores inferiores aos da tarifa média - por exemplo, nas primeiras horas do dia - o valor do consumo dinâmico (curva laranja) é superior ao valor do consumo sem *Demand Response*. Por outro lado, no caso em que os valores horários da tarifa dinâmica são superiores ao seu valor diário médio (veja-se o exemplo desde as 10 horas até às 14h, aproximadamente), a resposta do consumidor vem no sentido de redução do seu consumo para assim reduzir os custos. O mesmo acontece para o caso da indústria B, apresentado na figura 4.32.

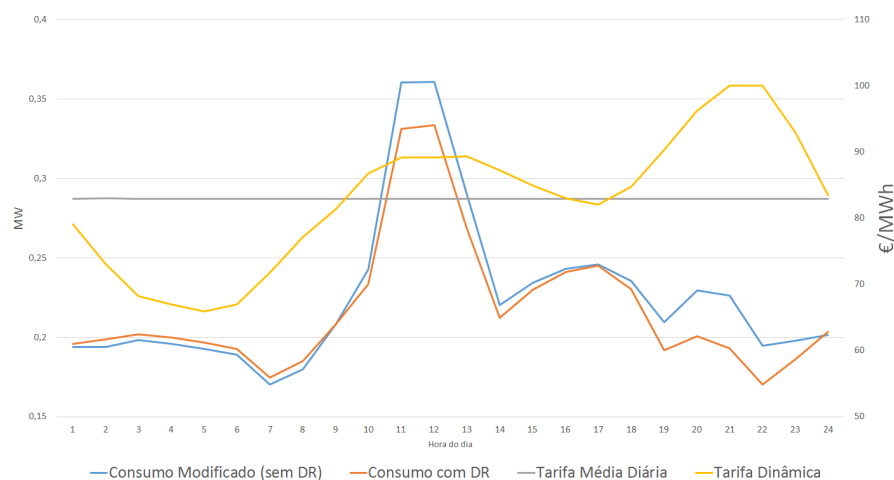


Figura 4.32 – Médias horária do consumo com e sem *Demand Response* e tarifa dinâmica média e horária - indústria B

Apesar desta alteração dos consumos, é necessário, de um modo geral, verificar se os valores dos mesmos não sofrem alterações significativas. Na tabela 4.19 são apresentados os valores dos consumos, em MWh, considerando os casos sem e com *Demand Response* e as duas vertentes do modelo (diferentes divisões do valor a pagar pelo sobrecusto da PRE).

Tabela 4.19 – Consumo anual das duas indústrias, em MWh, com e sem *Demand Response*

	MWh			
	Divisão p/ igual		Divisão Segundo ERSE	
	Indústria A	Indústria B	Indústria A	Indústria B
Consumo sem DR	5593	1976	5593	1976
Consumo Com DR	5425	1908	5420	1907

Através da tabela acima apresentada, é possível concluir que o consumo considerando uma resposta dinâmica das indústrias sofreu uma redução de cerca de 3% em ambos os clientes não sendo, no entanto, significativa, podendo-se admitir que os consumos se mantiveram idênticos.

Em termos de valores a pagar por parte destes consumidores, os resultados obtidos apresentam-se nas tabelas 4.20b e 4.20a, sendo correspondentes, respetivamente, aos modelos considerando

uma divisão do sobrecusto da PRE segundo a ERSE e a uma divisão deste sobrecusto por igual pelos diferentes níveis de tensão.

Tabela 4.20 – Custos anuais das duas indústrias, em €, considerando diferentes cenários de sobrecusto da PRE

(a) Divisão por igual			(b) Divisão segundo ERSE		
	Indústria A	Indústria B		Indústria A	Indústria B
Tarifa Atual	562 443,52 €	198 094,88 €	Tarifa Atual	562 443,52 €	198 094,88 €
TD sem DR	609 623,68 €	219 230,05 €	TD sem DR	479 562,12 €	172 871,35 €
TD com DR	585 524,65 €	209 667,43 €	TD com DR	459 420,71 €	165 015,65 €

Como se observa, considerando uma divisão do sobrecusto da PRE segundo aquela que é atualmente estipulada pela ERSE, independentemente da resposta do consumidor às variações de preço, as indústrias passariam a pagar um valor mais reduzido do que o que pagam atualmente. Apesar disso, a flexibilidade que estas possam apresentar a alterações no seu consumo poderá levar a uma maior redução dos custos anuais. No caso da elasticidade utilizada e, face à tarifa atual, a redução seria de cerca de 18% para o caso da indústria A e de cerca de 17% para o caso da indústria B. Comparativamente aos custos apresentados para a aplicação de uma tarifa dinâmica sem possibilidade de *Demand Response*, este modelo com resposta dinâmica apresenta também melhorias, ainda que menos significativas sendo, para o caso da indústria A, de cerca de 4% e para a indústria B de cerca de 5%.

Para o caso de uma divisão por igual do sobrecusto da PRE, independente do nível de tensão no qual a energia elétrica é consumida, os consumidores mesmo respondendo dinamicamente aos preços apresentados, continuam com vantagem em permanecer na tarifa atual em ambas as indústrias. No entanto, verifica-se que, de uma tarifa dinâmica sem *Demand Response* para uma tarifa dinâmica com uma resposta também ela dinâmica, os custos anuais já reduzem significativamente. Apesar disso, para que fosse possível uma redução dos custos com a implementação deste tipo de tarifas seria necessário, por parte dos consumidores de média tensão, uma maior flexibilidade na alteração dos consumos horários o que, muitas vezes, nos setores industriais, devido aos ciclos de produção e a outros fatores é, muitas vezes, impraticável.

Passando agora para o cliente de baixa tensão, na figura 4.33 são apresentadas as curvas dos consumos com e sem DR, assim como as curvas da tarifa média diária e da tarifa dinâmica horária.

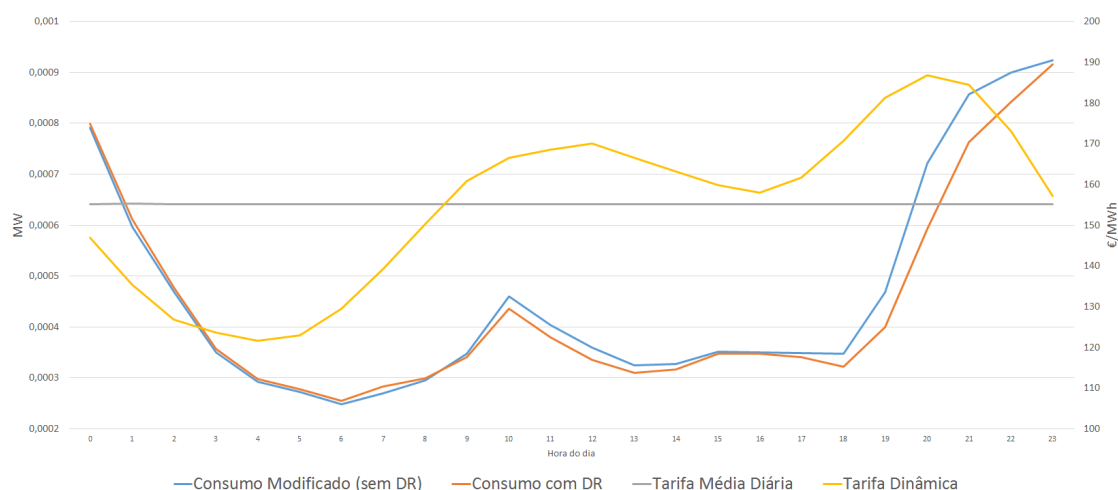


Figura 4.33 – Médias horárias de consumo com e sem *Demand Response* e tarifa dinâmica média e horária - cliente BT

Tal como é de fácil observação e no seguimento do que acontece para os clientes de média tensão acima analisados, a introdução da possibilidade de uma resposta dinâmica por parte do consumidor leva a uma alteração nos seus consumos, de forma a responder da maneira correta aos diferentes sinais de preço enviados pelo sistema. Assim, para horas em que o preço da tarifa dinâmica seja superior ao preço médio do dia em questão, os consumidores reduzem o seu consumo e, por outro lado, para horas em que a tarifa dinâmica apresentar valores horários mais reduzidos do que a média do dia, os consumidores aumentam o valor consumido.

No que toca aos valores anuais de consumo, em MWh, na tabela 4.21 é possível observar que, tal como aconteceu para os consumidores de média tensão, o consumo total reduziu em cerca de 3% face ao consumo anterior não sendo, no entanto, uma redução drástica e podendo considerar-se que o valor anual de consumo é idêntico nos dois casos.

Tabela 4.21 – Consumo anual do cliente de BT, em MWh, com e sem *Demand Response*

MWh		
	Divisão p/ igual	Divisão Segundo ERSE
TD sem DR	5,62	
TD com DR	5,42	5,45

Finalmente, quando se analisam os valores anuais a pagar pelo consumidor de baixa tensão, independentemente do tipo de divisão efetuada para o sobrecusto da PRE, o resultado é sempre o mesmo: a tarifa dinâmica aliada à resposta dinâmica do consumidor tem como consequência uma redução significativa nos custos que estes acarretam com a energia elétrica. Para além disso, no caso de uma divisão segundo a estipulada pela ERSE em que, anteriormente a aplicação de uma tarifa dinâmica era prejudicial para os clientes de baixa tensão, tornou-se vantajosa, quando aliada

a uma resposta dinâmica do mesmo, oferecendo uma redução de cerca de 5%, face à mesma tarifa sem *DR*. No caso de uma divisão por igual do sobrecusto, o cliente conseguiria uma redução de 6% face à mesma tarifa sem *DR* e de 17% face à tarifa atual.

Tabela 4.22 – Custos anuais do cliente de BT, em €, com e sem *Demand Response*

	Divisão p/ igual	Divisão Segundo ERSE
Tarifa Atual	612,50 €	612,50 €
TD sem DR	537,90 €	646,00 €
TD com DR	506,46 €	611,90 €

4.6.2 Região Autónoma dos Açores

Para o caso da Região Autónoma dos Açores, mais concretamente a ilha de São Miguel, foi efetuada a mesma simulação para os mesmos perfis de consumo considerando agora a tarifa dinâmica desenvolvida para esta zona.

Começando pelos consumidores de média tensão, nas figuras 4.34 e 4.35 estão apresentadas as curvas de consumo com e sem *DR* assim como o valor médio da tarifa dinâmica e a respetiva curva da tarifa com variação horária.

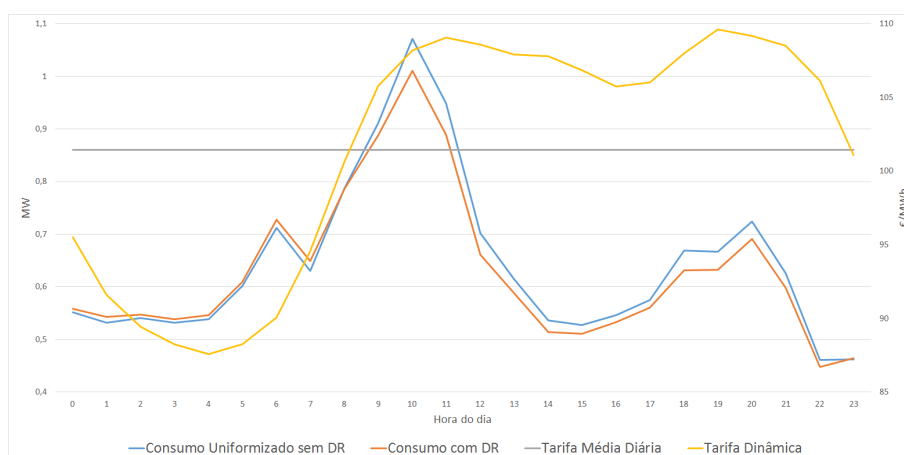


Figura 4.34 – Médias horárias do consumo com e sem *Demand Response* e tarifa dinâmica média e horária para a ilha de São Miguel - indústria A

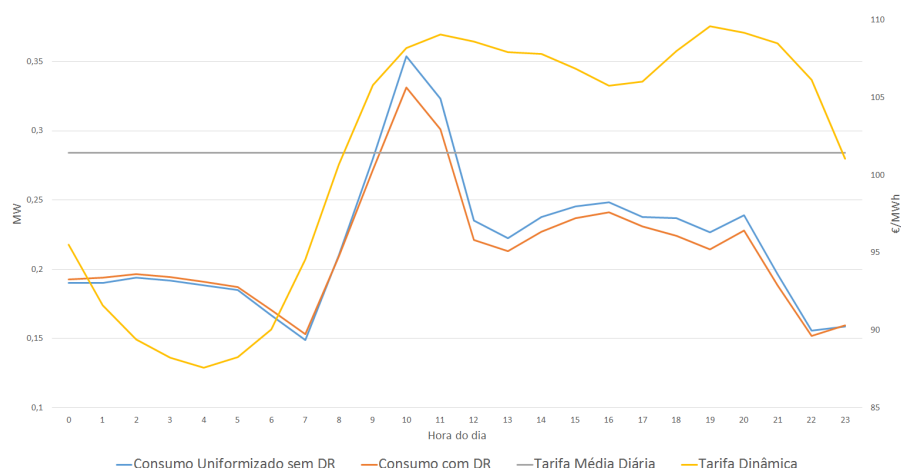


Figura 4.35 – Médias horárias do consumo com e sem *Demand Response* e tarifa dinâmica média e horária para a ilha de São Miguel - indústria B

Tal como é possível observar em ambos os gráficos, o comportamento da resposta dinâmica dos consumidores de média tensão é a esperada, ou seja, quando a tarifa horária é superior à tarifa média o consumo das indústrias reduz e, por outro lado, quando a tarifa horária apresenta um valor inferior ao da tarifa média o consumo das indústrias aumenta. Por sua vez, a variação do consumo é tanto maior quanto maior for a diferença entre a tarifa horária e a tarifa média.

No que toca a valores concretos de custos e consumo, abaixo são apresentadas duas tabelas distintas que mostram os consumos (tabela 4.23) e os custos anuais (tabela 4.24) com e sem resposta dinâmica do consumidor.

Tabela 4.23 – Consumo anual das indústrias na RAA, em MWh com e sem *Demand Response*

	MWh	
	Indústria A	Indústria B
Consumos sem DR	5647	1920
Consumo Com DR	5521	1872

Para o caso da ilha de São Miguel no que toca aos consumos, observou-se, mais uma vez, a redução do seu valor com a introdução de uma resposta dinâmica por parte dos consumidores. No entanto, e seguindo o que já tinha acontecido para Portugal continental, a redução é de 2% para a indústria A e 3% para a indústria B, sendo estes valores pouco significativos em termos globais.

Tabela 4.24 – Custos anuais das indústrias na RAA, em €, com e sem *Demand Response*

	Indústria A	Indústria B
Tarifa Atual	579 875,20 €	197 064,84 €
TD sem DR	586 949,16 €	200 925,26 €
TD com DR	571 876,43 €	195 237,72 €

No que toca aos custos anuais que as indústrias teriam que suportar com o consumo de energia elétrica observou-se, para ambas, uma redução significativa dos valores, comparativamente ao uso da mesma tarifa sem DR e ao uso da tarifa atualmente em vigor. Esta redução, quando comparada com a tarifa atual chega aos 1%, para as duas indústrias. Quando se compara as tarifa dinâmica em si com e sem uma resposta dinâmica, as variações nos custos anuais são bastante um pouco mais elevadas, chegando próximas dos 3% para ambas as indústrias.

No caso do cliente de baixa tensão, em termos de comportamento do consumo dinâmico acontece o mesmo que já tem vindo a ser hábito nesta secção, tal como é apresentado na figura 4.36.

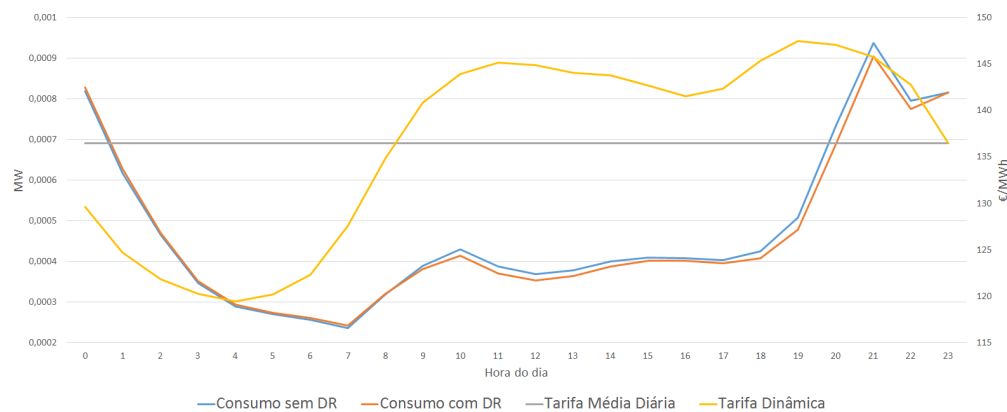


Figura 4.36 – Médias horárias do consumo com e sem *Demand Response* e tarifa dinâmica média e horária para a ilha de São Miguel - cliente BT

No que toca a valores, e seguindo a mesma sequência, na tabela 4.25 estão apresentados os consumos anuais para o consumidor de BT em análise, com e sem *Demand Response* e mais uma vez se verifica que a variação do valor anual do consumo é bastante reduzida - abaixo de 2%.

Tabela 4.25 – Consumo anual do consumidor de BT na RAA, em MWh com e sem *Demand Response*

	MWh
	Cliente BT
TD sem DR	4,17
TD com DR	4,09

Por fim, na tabela 4.26 estão apresentados os custos anuais que o consumidor em análise teria que acarretar considerando os três cenários distintos em estudo.

Tabela 4.26 – Custos anuais do cliente de BT na RAA, em €, com e sem *Demand Response*

	Cliente BT
Tarifa Atual	559,89 €
TD sem DR	575,89 €
TD com DR	558,98 €

Como se observa, e tal como tinha acontecido para os consumidores de média tensão analisados, a introdução de uma tarifa dinâmica aliada a uma resposta dinâmica do consumidor reflete-se numa redução (ainda que pouco significativa) do preço anual a pagar pela energia elétrica, para o perfil de baixa tensão aqui apresentado.

4.7 Resumo do Capítulo e Conclusões

Neste capítulo foram apresentados os resultados obtidos com as diferentes simulações efetuadas para os vários modelos desenvolvidos, assim como os impactos que estes teriam em consumidores reais. Através desta análise, chegou-se a algumas conclusões importantes, abaixo apresentadas.

Da análise realizada para Portugal continental, as conclusões a retirar são:

- O tarifário atual não espelha os custos reais das atividades do sistema elétrico.
- A introdução de uma componente dinâmica horária correspondente ao sobrecusto da produção em regime especial vem amplificar o sinal enviado para os consumidores.
- A divisão do sobrecusto da PRE segundo o estipulado pela ERSE favorece os consumidores em MT e a divisão de sobrecustos por igual, independente no nível de tensão, favorece os consumidores domésticos.
- As diferenças, enquanto tarifa final, entre o modelo segundo a visão do sistema e a visão comercial são desprezáveis.
- A introdução, por si só de um tarifário dinâmico pode repercutir numa redução dos custos tanto para o sistema como para o consumidor. No entanto, pode acontecer o contrário e os custos sofrerem aumentos. Esta situação está dependente do perfil de consumo em análise.
- O tarifário dinâmico espelha, de forma realista, os custos de produção, transporte e distribuição de energia elétrica.

Já para o estudo efetuado para os Açores, as principais conclusões a reter são:

- Os custos associados à produção de energia elétrica através da central térmica são muito elevados.
- Estes mesmos custos não são constantes ao longo do dia.
- A introdução destes custos de forma variável na tarifa final vem trazer a possibilidade dos consumidores adaptarem o seu consumo de forma a minimizar os seus gastos;
- Com a introdução de uma tarifa deste género, é possível espelhar de forma realista os custos que as centrais térmicas acarretam para o sistema.

Para além disso, em ambas as análises efetuadas, é possível concluir que a introdução de um tarifário dinâmico aliada a uma flexibilidade de alteração do consumo por parte dos clientes (*Demand Response*) leva a uma inquestionável redução dos custos dos consumidores com a energia elétrica e consequente redução dos custos para o sistema.

Capítulo 5

Conclusões

5.1 Satisfação dos Objetivos

A necessidade de redução dos custos por parte do sistema elétrico e dos operadores do mesmo, aliados ao interesse permanente dos consumidores pela redução da sua fatura elétrica vem tornar, cada vez mais real, a hipótese de introdução de um sistema tarifário mais inteligente. Tal como foi estudado ao longo deste trabalho, o sistema tarifário atualmente em vigor tanto em Portugal Continental como na Região Autónoma dos Açores, baseado em tarifas fixas durante um longo período de tempo e correspondentes a blocos de longa duração não refletem, de forma correta, os diferentes custos que o sistema vai suportando ao longo das horas, dos dias e dos meses.

O objetivo principal desta dissertação prendia-se com o desenvolvimento e análise de diferentes modelos de tarifas dinâmicas que se adequassem, de forma correta, às necessidades reais dos custos do sistema português. Assim, com base no modelo tarifário dinâmico utilizado em Espanha, foram estudadas diversas opções tarifárias para Portugal continental e para os Açores (ilha de São Miguel), desenvolvendo sinais de preço que se considerassem importantes de enviar para o consumidor, assim como um sinal referente à produção renovável e um sinal dependente dos desvios de energia.

Tal como definido nos objetivos iniciais, após o desenvolvimento das metodologias, foram simulados os diferentes modelos para um ano inteiro e analisados os resultados obtidos, comparando os modelos desenvolvidos com o modelo tarifário atualmente em vigor.

Por fim, de forma a estudar o impacto real dos diferentes modelos em vários tipos de consumidores, foram aplicadas as tarifas finais obtidas a três consumidores distintos: duas indústrias que recebem a energia elétrica em média tensão com perfis completamente diferentes e um consumidor de baixa tensão com um perfil típico de consumo. No entanto, com o decorrer do trabalho, surgiu a necessidade de analisar os impactos dos modelos desenvolvidos num ambiente mais próximo do pretendido, ou seja, considerando a possibilidade de uma resposta dinâmica do consumidor. Por isso mesmo, foi estabelecido e cumprido um objetivo complementar que incide na simulação desta resposta para as várias horas dos dias e análise do seu impacto nos diferentes modelos, em termos de valores de energia consumida e custos anuais, em €, para os consumidores.

5.2 Respostas obtidas e Conclusões gerais

Atualmente, em Portugal continental, os custos associados à produção de energia elétrica estão a ser espelhados através do preço horário do Mercado Ibérico de Eletricidade - diário e intradiário. No entanto, a informação que é enviada ao consumidor não espelha os sinais apresentados por este mercado, uma vez que a tarifa responsável por assegurar esses custos não apresenta uma variação temporal igual à do mercado diário mas sim dependente do número de períodos horários a considerar. Este tipo de sinal acaba por não ser totalmente errado uma vez que, nas horas de maior custo para o sistema (consideradas atualmente por horas de ponta e cheia) o valor da tarifa de energia é mais elevado. No entanto, o sistema não se comporta da mesma forma todos os dias, ou seja, não existe um padrão definido de comportamento diário e as oscilações diferem entre si. Assim, a introdução de uma tarifa de energia que apresenta uma variação horária consoante os preços do MIBEL é totalmente coerente e permite uma perceção real e mais pormenorizada das horas em que o sistema apresenta mais custos com a produção e aquisição de energia elétrica.

O caso da ilha de São Miguel é bastante diferente: não existindo um mercado grossista, os custos com a aquisição de energia elétrica são diretamente os custos com a sua produção. À semelhança do que acontece em Portugal continental, os consumidores da RAA pagam uma tarifa de energia que varia com os períodos tarifários. No entanto, através da análise dos custos da central termoelétrica, foi possível chegar à conclusão que os custos de produção não se mantêm iguais durante grandes períodos de tempo e apresentam diferentes valores a todas as horas de todos os dias. Por isso mesmo, para que seja possível enviar um sinal dinâmico ao consumidor por forma a receber uma resposta também dinâmica, foi importante a passagem do valor a ser pago pelos consumidores relativos aos custos associados à central térmica para um tipo de tarifa dinâmica variável hora a hora. Em suma, a tarifa de energia atualmente em vigor não reflete os custos reais associados à produção de energia elétrica sendo então de valor acrescido a implementação de uma tarifa dinâmica neste âmbito, tal como foi realizado na presente Dissertação.

A parcela I da tarifa do uso global do sistema está responsável por refletir os custos associados à gestão do sistema e manutenção da segurança e estabilidade do mesmo. No tarifário atual, esta parcela apresenta um valor constante, independente das horas do dia. No entanto, existem mercados de derivados com o intuito da contratação horária dos diversos serviços de sistema, levando isto à conclusão que os custos com esta gestão não é, de maneira nenhuma, constante ao longo dos dias, nem mesmo ao longo das horas. Apesar do valor da parcela conseguir recuperar anualmente os custos associados a estas questões, nunca conseguirá uma redução nos seus custos pois, da parte do cliente não existe uma perceção das situações em que esta garantia de estabilidade é mais difícil e, por isso, acarreta mais custos. Através de uma tarifa dinâmica com cada uma das componentes associadas a esta gestão discriminadas, é possível alocar os custos reais aos consumidores permitindo a estes que tenham uma maior perceção da importância desta gestão.

Para além disso, a crescente penetração de renováveis tem vindo a aumentar a instabilidade e insegurança no sistema elétrico, uma vez que se tratam, muitas vezes, de fontes incertas e pouco previsíveis, como é o caso da energia eólica. No entanto, a crescente preocupação da União

Europeia (e do mundo em geral) com o impacto ambiental das fontes de energia utilizadas, faz com que a utilização de recursos renováveis, com baixa emissão de poluentes seja cada vez mais importante. O sinal desenvolvido para o sobrecusto da produção em regime especial veio responder a estes dois problemas, uma vez que incentiva o consumo de energia elétrica nas horas em que esta apresenta uma grande percentagem na satisfação do consumo, reduzindo o preço da tarifa final, levando a um aumento na utilização de energia verde, tal como pretendido. Para além disso, reduzindo a diferença de valores entre a PRE e o consumo nas horas de maior discrepância, reduz a instabilidade e insegurança do sistema.

No que toca aos custos das redes, o modelo atual apresenta um comportamento que em nada tem haver com o perfil de perdas e que contém, inclusive, valores exageradamente altos nas horas de ponta, sem qualquer razão física para isso. A introdução de uma tarifa dinâmica dependente do perfil horário das perdas vem trazer um dinamismo real e muito mais suave aos custos do uso das redes dos diferentes níveis de tensão sem, no entanto, pôr em causa a recuperação dos proveitos necessários para cada entidade. Uma crítica a este modelo poderá ser que, através da suavização da curva, o consumidor reduza a sua resposta, uma vez que os as variações de preços nas diversas horas são mais reduzidas. No entanto, é necessário ter em consideração que estes são **custos reais do sistema** e que, através das oscilações bruscas de preço da tarifa atual pode-se criar problemas na gestão da resposta dinâmica caso os consumidores reajam, também eles, através de variações repentinas do consumo.

Assim, os pontos abordados no capítulo 1 acima respondidos mostram o obsoletismo do tarifário atual e a importância de uma reestruturação do mesmo, caso se pretenda um sistema elétrico inteligente, dinâmico e de dupla interação, ou seja, uma interação sistema-consumidor e consumidor-sistema.

Com os resultados obtidos nas diferentes simulações foi possível analisar o impacto da introdução de tarifas dinâmicas no sistema elétrico português e, em termos gerais, as principais conclusões a retirar são:

- A tarifa dinâmica que melhor reflete os custos com as atividades de energia elétrica é a *Real Time Pricing* que apresenta, normalmente, uma variação horária.
- Tal como apresentado acima, o tarifário atual não reflete os custos reais do sistema elétrico. O mesmo não acontece para os modelos tarifários dinâmicos desenvolvidos, que espelham os custos reais do sistema através de uma variação horária que permite o envio de sinais de preço atualizados para os consumidores.
- A introdução do sinal correspondente ao sobrecusto da PRE vem amplificar o sinal de preço enviado para o consumidor, incentivando de forma mais afincada a resposta deste a um consumo mais elevado de energia verde.
- A divisão dos sobrecustos apresentados na parcela II da TUGS deverá ser estipulada pela Entidade Reguladora e terá impacto direto no valor a pagar pelos diferentes consumidores.
- A utilização de uma tarifa dinâmica na RAA referente a parte dos custos de produção, possibilita o aumento de produção através de fontes renováveis.

- A introdução de um tarifário dinâmica sem resposta do consumidor não garante repercussões positivas para o consumidor nem para o sistema.
- O sucesso com a introdução de uma tarifa dinâmica complexa depende da flexibilidade dos consumidores em alterar o seu perfil de consumo mediante os sinais que são enviados.
- É importante ter em atenção o tipo de sinal enviado e a resposta que este poderá despoletar no consumidor, para que não venha a ter o efeito contrário ao esperado.
- A predisposição dos consumidores em alterar o seu consumo não é suficiente para que se consiga observar grandes alterações no diagrama de carga.

Em suma, a conjugação do envio de sinais de preços para os consumidores que espelhem de forma correta os **custos reais** das diferentes atividades com uma **flexibilidade de resposta dinâmica** por parte dos consumidores poderá culminar numa grande reviravolta no sistema elétrico português, levando a reduções dos custos para os consumidores e para os produtores e gestores do sistema, assim como a capacidade de uma comunicação bidirecional das redes.

5.3 Trabalho Futuro

A aplicação e simulação num maior número de perfis de consumo apresentaria uma análise mais forte, coesa e mais realista dos diferentes modelos estudados. Para além disso, seria importante efetuar as simulações com valores reais dos serviços de sistema de Portugal continental, uma vez que, no âmbito desta dissertação, foram utilizados os dados publicamente fornecidos pelo operador de sistema espanhol.

Como trabalho futuro, sugere-se também uma análise detalhada sobre cada componente do sistema tarifários da RAA e estudo sobre a possibilidade de transportar outras tarifas que o compõe para uma base dinâmica. Da mesma forma, seria interessante efetuar uma análise do mesmo âmbito para o caso da ilha da Madeira e desenvolver modelos adequados a esta zona.

Por fim, para que seja possível uma introdução deste tipo de modelo tarifário, seria importante estudar a forma de efetuar a comunicação entre o sistema e os consumidores, de maneira a transmitir-lhes, dia após dia, as variações horárias dos preços para que assim fosse possível, da parte deles, adaptarem os seus consumos da melhor forma. Numa fase inicial, sugere-se a utilização de uma estratégia idêntica à utilizada em Espanha que, através de comunicação *web*, disponibiliza todos os dias os valores horários da tarifa para o dia seguinte [36]. Uma forma de facilitar a análise da curva a ser disponibilizada *online* seria a criação de zonas de preços através de uma técnica idêntica à da *EDF* com a “*Tempo Tariff*” [20] mas, neste caso, através das cores da bandeira portuguesa: a zona amarela, em que os valores estariam à volta do valor médio, a zona vermelha, nas horas em que a tarifa estivesse muito acima do valor médio e a zona verde, nas horas em que a tarifa atingisse os seus valores mais baixos. Através deste código de cores, seria mais perceptível para o consumidor a análise da curva da tarifa em cada dia e a escolha para a adaptação do seu consumo. No entanto, em fases mais avançadas, deverá ser estudada a possibilidade de incorporação de *Smart Metering* com visores capazes de apresentar, no final do dia $n-1$ e durante todo o dia n , uma curva correspondente ao preço da energia elétrica para cada uma das 24 horas.

Bibliografia

- [1] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Implementação de Projetos Piloto de Tarifas Dinâmicas,” 2014.
- [2] United Nations Industrial Development Organization, “Structure, Composition and Role of an Energy Regulator,” 2011.
- [3] I. J. Pérez-Arriaga, “Electricity tariffs,” *MITOPENCOURSEWARE*, pp. 1–28, 2010.
- [4] J. Saraiva, “Planeamento da Expansão de Redes de Transporte de Energia Eléctrica e Cálculo de Preços Marginais de Longo Prazo,” pp. 1–15, 2014.
- [5] J. Saraiva, J. Silva, e M. Leão, *Mercados de Electricidade - Regulação e Tarificação de Uso das Redes*. FEUP Edições. [Online]. Disponível: <https://books.google.com/books?id=uQ-XeOYIRLQC&pgis=1>
- [6] WiseGEEK, “What Is Rate Regulation?” [Online]. Disponível: <http://www.wisegeek.com/what-is-rate-regulation.htm> [Acedido a: 2015-03-04]
- [7] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Regulamento tarifário do setor elétrico,” 2014.
- [8] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços 2014,” 2013.
- [9] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços 2015 e Parâmetros para o Período de Regulação 2015-2017,” 2014.
- [10] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Regulamento de Acesso às Redes e às Interligações,” 2014.
- [11] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Caracterização da procura de energia eléctrica em 2015,” p. 110, 2014.
- [12] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Estrutura Tarifária de 2005,” 2005.
- [13] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Estrutura tarifário do setor elétrico em 2014,” 2013.

- [14] Galp Energia, “Tarifa Bi-horária - Galp On.” [Online]. Disponível: <http://www.galpon.pt/apoio/bi-horaria> [Acedido a: 2015-02-27]
- [15] Y. Strengers, “Peak electricity demand and social practice theories: Reframing the role of change agents in the energy sector,” *Energy Policy*, vol. 44, no. iii, pp. 226–234, 2012.
- [16] EDP Distribuição, “Anexo ao Documento “Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico – Documento Justificativo “Introdução de Tarifas Dinâmicas no Acesso às Redes”,” 2014.
- [17] G. R. Newsham e B. G. Bowker, “The effect of utility time-varying pricing and load control strategies on residential summer peak electricity use: A review,” *Energy Policy*, vol. 38, no. 7, pp. 3289–3296, 2010. [Online]. Disponível: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2010.01.027>
- [18] S. Borenstein, M. Jaske, e A. Rosenfeld, “Dynamic Pricing, Advanced Metering, and Demand Response in Electricity Markets,” *Center for the Study of Energy Markets*, Oct. 2002. [Online]. Disponível: <https://escholarship.org/uc/item/11w8d6m4>
- [19] Pacific Gas and Electric Company, “Time-of-Use | PG&E.” [Online]. Disponível: http://www.pge.com/en/mybusiness/rates/tvp/toupricing.page?WT.mc_id=Vanity_tou [Acedido a: 2015-02-27]
- [20] “Ouvrez un contrat d’électricité avec EDF, fournisseur d’énergie.” [Online]. Disponível: <https://particuliers.edf.com/offres-d-energie/electricite-47378.html> [Acedido a: 2015-03-11]
- [21] VaasaETT, “The potential of smart meter enabled programs to increase energy and systems efficiency: a mass pilot comparison,” *ESMIG European Smart Metering Industry Group*, pp. 1–92, 2011. [Online]. Disponível: <papers2://publication/uuid/45A4910F-C10F-4873-B266-2311EF22FD5E>
- [22] Southern California Edison, “Critical Peak Pricing,” no. 580, pp. 2–3, 2012. [Online]. Disponível: <http://www.sce.com/b-rs/large-business/cpp/critical-peak-pricing.htm>
- [23] “Critical Peak Pricing | San Diego Gas & Electric.” [Online]. Disponível: <http://www.sdge.com/business/demand-response/cpp> [Acedido a: 2015-02-27]
- [24] “Connecticut Light & Power.” [Online]. Disponível: <https://www.cl-p.com/vpp/vpp.aspx> [Acedido a: 2015-03-07]
- [25] Pacific Gas and Electric Company, “Beat the Peak | PG&E.” [Online]. Disponível: http://www.pge.com/en/mybusiness/rates/tvp/peakdaypricing.page?WT.mc_id=Vanity_pdp [Acedido a: 2015-02-27]
- [26] “Live Prices | ComEd RRTP.” [Online]. Disponível: <https://rrtp.comed.com/live-prices/> [Acedido a: 2015-03-07]

- [27] Parlamento Europeu, “Diretiva 2012/27/UE,” *Jornal Oficial da União Europeia*, pp. 1–56, 2012.
- [28] F. Martins, “Metering and billing, demand response and grid issues,” 2014.
- [29] S. J. Darby e E. McKenna, “Social implications of residential demand response in cool temperate climates,” *Energy Policy*, vol. 49, pp. 759–769, Oct. 2012. [Online]. Disponível: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421512006076>
- [30] F. Wolak, “Do residential customers respond to hourly prices? Evidence from a dynamic pricing experiment,” *American Economic Review*, vol. 101, pp. 83–87, 2011.
- [31] P. Warren, “A review of demand-side management policy in the UK,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 29, pp. 941–951, Jan. 2014. [Online]. Disponível: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113006680>
- [32] K. Widegren, “Smart Grid and Smart Metering - Swedish Experiences,” 2012.
- [33] Commission for Energy Regulation, “Electricity Smart Metering Customer Behaviour Trials (CBT) Findings Report,” 2011. [Online]. Disponível: [http://www.cer.ie/docs/000340/cer11080\(a\)\(ii\).pdf](http://www.cer.ie/docs/000340/cer11080(a)(ii).pdf)
- [34] A. Soares, A. Gomes, e C. H. Antunes, “Categorization of residential electricity consumption as a basis for the assessment of the impacts of demand response actions,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 490–503, Feb. 2014. [Online]. Disponível: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113007181>
- [35] Jefatura Del Estado, “Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación,” *Boe*, 2014.
- [36] S. Red Eléctrica de España, “PVPC - Precio voluntario para el pequeño consumidor.” [Online]. Disponível: <http://www.esios.ree.es/web-publica/pvpc/> [Acedido a: 2015-03-09]
- [37] Jefatura Del Estado, “Ley 24/2013, de 26 de Diciembre, del Sector Eléctrico.” *Boe*, pp. 105 198–105 294, 2013.
- [38] D. Crossley, “Tempo Electricity Tariff - France,” *Power*, pp. 6–6, 2011.
- [39] SmartRegions, “Tempo tariff.”
- [40] M. H. Albadi e E. F. El-Saadany, “A summary of demand response in electricity markets,” *Electric Power Systems Research*, vol. 78, pp. 1989–1996, 2008.
- [41] Federal Energy Regulatory Commission, “Assessment of Demand Response & Advanced Metering,” 2012.

- [42] International Energy Agency, “The Power to Choose - Demand Response in Liberalised Electricity Markets,” *OEDC*, 2003.
- [43] U.S. Department of Energy, “Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them,” vol. PURSUANT T, no. February, p. 122, 2006. [Online]. Disponível: <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.131.5708&rep=rep1&type=pdf>
- [44] S. Valero, M. Ortiz, C. Senabre, C. Alvarez, F. Franco, e A. Gabaldon, “Methods for customer and demand response policies selection in new electricity markets,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 1, no. 1, p. 104, 2007. [Online]. Disponível: http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd_20060183
- [45] R. Turvey, “Ensuring adequate generation capacity,” *Utilities Policy*, vol. 11, no. 2, pp. 95–102, Jun. 2003. [Online]. Disponível: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957178703000213>
- [46] J. Torriti, M. G. Hassan, e M. Leach, “Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation,” *Energy*, vol. 35, no. 4, pp. 1575–1583, 2010. [Online]. Disponível: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2009.05.021>
- [47] Capgemini, “Demand Response : a decisive breakthrough for Europe How Europe could save Gigawatts , Billions of Euros,” *Europe*, p. 30, 2008. [Online]. Disponível: http://www.vaasaett.com/wp-content/uploads/2010/01/0805_Demand-Response_PoV_Final.pdf
- [48] “SmartWatt - Scheduling.” [Online]. Disponível: <http://smartwatt.net/scheduling/> [Acedido a: 2015-06-23]
- [49] P. F. Pires, “Formação de sinais de preço de eletricidade em sistemas elétricos insulares de pequena dimensão,” Dissertação de Mestrado, 2014.
- [50] “Governo dos Açores.” [Online]. Disponível: http://www.azores.gov.pt/Portal/pt/entidades/srft-fracde/textoTabela/Precos_em_vigor.htm [Acedido a: 2015-06-03]
- [51] Z. Hu, J.-h. Kim, J. Wang, e J. Byrne, “Review of dynamic pricing programs in the U.S. and Europe: Status quo and policy recommendations,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 743–751, 2015. [Online]. Disponível: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.078>
- [52] Commission European, “Article 15: Energy transformation, transmission and distribution,” 2013.
- [53] A. Faruqui, “Dynamic Pricing for Residential and Small C & I Customers,” *Ohio Public Utilities Commission*, pp. 1–47, 2012.